



Dobre praktyki ciepłownicze z Danii i Niemiec

Wnioski dla Polski

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy i publikacje Forum Energii są nieodpłatnie udostępniane i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

AUTOR

Andrzej Rubczyński, Forum Energii

WSPÓŁPRACA

Dr Jan Rączka, Forum Energii

Rafał Macuk, Forum Energii

PODZIĘKOWANIA

Serdecznie dziękujemy za wsparcie merytoryczne, pomocne komentarze i uwagi, które otrzymaliśmy od międzynarodowych ekspertów. Szczególnie cenna przy pisaniu tego raportu była pomoc następujących osób:

- Dr Alexandra Langenheld, Matthias Deutsch oraz dr Fabian Joas - Agora Energiewende,
- Pia Zimmermann, Lars Gullev - Danish Board of District Heating,
- Bogusław Regulski – Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie,
- Matthias Rehm - Ambasada Republiki Federalnej Niemiec,
- Izabela Iwona Jakobsen – Ambasada Królestwa Danii,
- Wiktor Kozłowski - Ramboll Polska.

Raport „Dobre praktyki ciepłownicze z Danii i Niemiec. Wnioski dla Polski” został opracowany na bazie raportu „Modern technologies and good practices related to the heat sector: International case studies” Jakob Nymann Rud et al., 2018, COWI, wykonanego na zlecenie Forum Energii. Obydwie analizy powstały w ramach projektu Forum Energii „Czyste Ciepło – Międzynarodowe Forum Współpracy”, wspieranego przez Europejską Inicjatywę na rzecz Ochrony Klimatu - EUKI.

Supported by:



Federal Ministry
for the Environment, Nature Conservation
and Nuclear Safety



European
Climate Initiative
EUKI

based on a decision of the German Bundestag

PARTNERZY PROJEKTU

Agora
Energiewende



DBDH



Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie

04	Wstęp
05	Wprowadzenie
06	Porównanie
07	Wnioski dla Polski
11	Duński sektor ciepłowniczy
40	Niemiecki sektor ciepłowniczy
63	Kluczowe technologie

1. Wstęp

Zmiany w ciepłownictwie są kluczowe dla poprawy jakości powietrza w Polsce. Tymczasem nasz sektor zaopatrzenia w ciepło od lat dryfuje. Z jednej strony, decydenci obawiają się dyskusji o wzrostach kosztów i potrzeby wspierania najuboższych. Z drugiej, polskie ciepłownictwo to wyjątkowo trudne puzzle do ułożenia - jest niejednorodne, ma zróżnicowaną strukturę własnościową i wytwórczą oraz różny poziom zaawansowania technologicznego. Nie można koncentrować się wyłącznie na systemach ciepłowniczych, bo to przede wszystkim indywidualne źródła ciepła przyczyniają się do powstawania smogu.

Cała dyskusja o energetyce i ciepłownictwie w naszym kraju jest, niestety, nadal podporządkowana interesom górnictwa. Górnictwo jest ważne, ale nie można przez pryzmat jednego sektora planować rozwoju energetyki, zwłaszcza, że wpływa to na całą gospodarkę. Osiągnęliśmy stan, w którym mamy najgorszą jakość powietrza w Unii Europejskiej. Aż 36 z 50 najbardziej zanieczyszczonych miast w Europie znajduje się w Polsce. To się musi zmienić w kolejnych latach.

Inspiracją do powstania tego raportu były rozmowy z osobami, które mają bezpośredni wpływ na losy krajowego sektora energetycznego. Wiele z nich jest przekonane, że dyskusję o strategii dla ciepłownictwa w Polsce trzeba zacząć od nowa. Konieczny jest przegląd najlepszych, dostępnych w XXI wieku technologii. Trzeba przeanalizować doświadczenia innych krajów – te dobre i te złe.

Zdecydowaliśmy się sięgnąć do doświadczeń Danii i Niemiec. Sprawdziliśmy ich dokonania w zakresie poprawy powietrza i modernizacji ciepłownictwa. Wybraliśmy właśnie te dwa kraje ze względu na analogie do Polski. Zlokalizowane są w podobnej strefie klimatycznej, korzystają z rozbudowanych sieci ciepłowniczych i przez lata były uzależnione w ciepłownictwie od węgla.

Staramy się w tym opracowaniu przybliżyć czytelnikom historię zmian sektora w Danii i Niemczech. Pokazujemy, jak ważna w tym procesie była długofalowa wizja, konkretne cele, mechanizmy motywujące do działania i odpowiednia wycena kosztów środowiskowych.

Liczymy, że raport stanie się inspiracją w tak ważnej dyskusji o rozwiązaniu problemu smogu i modernizacji polskiego ciepłownictwa i pozwoli uwierzyć polskim decydującym, że zmiany są nie tylko konieczne, ale wykonalne.

Z poważaniem
Joanna Maćkowiak-Pandera
Prezes Forum Energii

2. Wprowadzenie

Celem niniejszego raportu jest przedstawienie doświadczeń sektora ciepłownictwa Danii i Niemiec w ostatnich 30 latach. Mogą one dostarczyć impuls do krajowej dyskusji o najnowocześniejszych dostępnych technologiach i rozwiązaniach regulacyjnych. Raport jest częścią realizowanego przez Forum Energii projektu „Czyste ciepło”, którego najważniejszym zadaniem jest wsparcie działań związanych z poprawą jakości powietrza w Polsce poprzez zmiany w ciepłownictwie.

Zdecydowaliśmy się przywołać przykłady Danii i Niemiec z następujących powodów:

- W przeszłości ich systemy ciepłownicze były silnie uzależnione od węgla.
- W ostatnich latach znacznie zmieniły swoje ciepłownictwo, co doprowadziło do poprawy jakości powietrza.
- Znajdują się w podobnej strefie klimatycznej i mają dobrze rozwinięte sieci ciepłownicze.

Obszar zaopatrzenia w ciepło rozumiemy zarówno jako ciepło systemowe, jak i indywidualne instalacje grzewcze w budynkach nie przyłączonych do sieci miejskich. Integralną częścią dyskusji o ciepłownictwie jest poprawa efektywności energetycznej. Bez radykalnej poprawy standardów energetycznych budynków nie można zaczynać modernizacji źródeł ciepła. Sieci ciepłownicze traktujemy jako zasób, o który trzeba zadbać szczególnie. Ciepło systemowe pomoże rozwiązać problem smogu, ale jednocześnie polskie systemy ciepłownicze muszą być efektywne i oferować ciepło za rozsądną cenę.

W raporcie opisujemy, jak Dania i Niemcy poradziły sobie z wyeliminowaniem węgla z gospodarstw domowych. Jak rozwiązano problem ubóstwa energetycznego? Jakie zachęty stosowano dla rozwoju czystych źródeł ciepła? Pokazujemy również, w jaki sposób ciepłownictwo, poprzez udział kogeneracji, pomaga bilansować system elektroenergetyczny.

3. Porównanie

Polska, Niemcy i Dania wykazują pewne podobieństwa w zakresie wykorzystania węgla w przeszłości oraz rozwoju systemów ciepłowniczych. Jednak ich doświadczenia w ostatnich latach są różne. Wynika to między innymi z faktu, że ich systemy energetyczne różnią się co do wielkości, emisyjności i podejścia do paliw kopalnych. Poniżej przedstawiamy syntetyczne porównanie kluczowych wskaźników makroekonomicznych.

Tab. 1. Trzy kraje w pigułce (2016 r.).

	Dania	Niemcy	Polska
Sektor energii			
Produkcja energii elektrycznej	30,5 TWh	649,1 TWh	166,6 TWh
- udział energii el. z OZE w produkcji energii elektrycznej	60,5%	29,9%	14,0%
- udział energii el. z kogeneracji w produkcji en. elektrycznej	39,4%	13,5%	16,6%
Produkcja ciepła systemowego	38,0 TWh	130,4 TWh	81,3 TWh
- udział ciepła z OZE w produkcji ciepła systemowego	50,0%	14,2%	7,6%
- udział ciepła z kogeneracji w produkcji ciepła systemowego	67%	83%	60%
Gospodarka			
Energochłonność PKB (toe /Mil EUR'10)	66,4	111,1	231,2
Emisyjność PKB (tCO ₂ /Mil EUR'10)	153,3	290,0	747,6
Cele i strategię 2030			
Krajowa redukcja CO ₂ vs 1990 r.	dyskusja	55% – 56%	?
Udział energii z OZE w strumieniu energii pierwotnej	35%		
Udział energii z OZE w strumieniu energii elektrycznej	50% z wiatru	65%	
Cele i strategię 2050			
Krajowa redukcja CO ₂ vs 1990 r.	80% - 95%	80% - 95%	?
Udział energii z OZE w strumieniu en. pierwotnej (Ep)/ finalnej (Ef)	100% (Ep)	60% (Ef)	
Udział energii z OZE w strumieniu energii elektrycznej (E)	100%	60% (E+C)	
Udział energii z OZE w strumieniu energii cieplnej (C)	100%	60% (E+C)	
Redukcja energii pierwotnej vs. 2008 r.		50%	

Przykłady Danii i Niemiec dobrze obrazują, w jakim zakresie Polska różni się od europejskiej czołówki, służącej nam jako baza do porównań. Szczególny niedostatek po polskiej stronie odczuwamy w obszarach

planowania strategicznego, wyznaczania długoterminowych celów i konsekwencji w ich osiągnięciu. Niestety, ciągle nie mamy zdefiniowanej krajowej polityki energetycznej i ciepłowniczej w horyzoncie dwóch lub trzech dekad. Ryzykujemy przez to utratę czasu, spowolnienie inwestycji w obszarze zaopatrzenia w ciepło oraz nieefektywne wydawanie pieniędzy.

4. Wnioski dla Polski

Oba analizowane kraje mają inne doświadczenia, zasoby i technologie. Różnią się też podejściem do transformacji ciepłownictwa. Nie da się prosto skopiować stosowanych przez nie rozwiązań, ale warto je poznawać i potraktować jako inspirację. Poniżej przedstawiamy najważniejsze wnioski dla Polski, które nasuwają się po analizie modeli transformacji ciepłownictwa w Danii i Niemczech.

Planowanie

Strategia długofalowa i cele

Konieczne jest wyznaczenie długofalowych celów dla polskiego ciepłownictwa – do 2030 i 2050 r. Powinny one podlegać konsultacjom społecznym oraz, ze względu na wieloletnią perspektywę, uzgodnieniom pomiędzy głównymi obozami politycznymi. Strategia powinna odnosić się do regulacji europejskich i odzwierciedlać megatrendy i zjawiska w skali makro. Brak krajowej polityki ciepłowniczej oznacza wzrost ryzyka legislacyjnego, wyższy koszt kapitału i spowolnienie inwestycji w majątek wytwórczy.

Planowanie zaopatrzenia w ciepło

Miejscowe Plany Zagospodarowania Przestrzennego powinny wydzielać obszary ze zdefiniowanymi przez władze samorządowe rodzajami źródeł zaopatrzenia w ciepło. Pozwoli to na optymalizację wydatków finansowych na rozwój infrastruktury oraz zwiększenie korzyści społecznych.

Edukacja ekologiczna i komunikacja

Państwo powinno edukować społeczeństwo nie tylko w zakresie stanu zanieczyszczenia powietrza, ale również informować o niezbędnych działaniach. Potrzebna jest nowoczesna komunikacja, aby dać obywatelom wiedzę na temat unikania zagrożeń i ochrony zdrowia oraz możliwości ograniczania zanieczyszczeń powietrza. Istotne jest również informowanie o potrzebie działań inwestycyjnych i technologicznych, o planach rządu i wdrażanych regulacjach.

Koszty zewnętrzne

Konieczne jest opracowanie metodyki liczenia kosztów zewnętrznych (zdrowotnych i środowiskowych) dla projektów ciepłowniczych. W Danii metodyka liczenia kosztów zewnętrznych została ujednolicona, a dane wejściowe do obliczeń (koszty jednostkowe grup zanieczyszczeń dla różnych technologii) są okresowo aktualizowane i publikowane przez agendę rządową. Przy podejmowaniu decyzji w zakresie wyboru projektów ciepłowniczych i energetycznych konieczne jest uwzględnienie wpływu danej technologii na zdrowie i środowisko, czyli kosztu społeczno-ekonomicznego.

Strategia przemysłowa

Dobrze przygotowana strategia modernizacji sektora zaopatrzenia w ciepło może być korzystna nie tylko z perspektywy środowiskowej, ale również makroekonomicznej kraju. Przeznaczanie środków na efektywność, rozumianą jako zmniejszenie zużycia energii cieplnej oraz wzrost udziału ciepła z OZE, powinno być połączone z koncepcją rozwoju krajowego przemysłu wytwarzającego urządzenia dla ciepłownictwa i małej energetyki.

Zasoby

8

Efektywność energetyczna i standardy budynków

Bez poprawy efektywności energetycznej koszty transformacji ciepłownictwa będą zbyt wysokie, a efekty środowiskowe odsunięte w czasie. Budynki zużywają ok. 30% energii finalnej, a krajowy import paliw, głównie z Rosji, rośnie. Istotne jest promowanie efektywności energetycznej w istniejących budynkach oraz obowiązkowe zaostrzone standardy dla nowych budynków. Dla porównania, w Niemczech od 2021 roku wprowadza się standard zeroenergetyczny dla nowych budynków. Wdrażana jest też strategia redukcji zapotrzebowania na energię pierwotną istniejących budynków o 80% do roku 2050. Uruchomiony w Polsce program „Mieszkanie +”, który ma pomóc obywatelom w rozwiązaniu problemów mieszkaniowych, powinien promować ambitne standardy efektywności energetycznej. Może ona napędzać polską innowacyjność i stać się częścią nowej polityki przemysłowej.

Odejście od wykorzystania paliw stałych do ogrzewania indywidualnych budynków

Zarówno Dania, jak i Niemcy odeszły od spalania węgla w gospodarstwach domowych, ponieważ indywidualne piece są główną przyczyną smogu. W obu tych krajach powoli odchodzi się również od stosowania biomasy, a nawet gazu.

Alternatywą dla węgla są sieci ciepłownicze, pompy ciepła, źródła odnawialne oraz częściowo gaz. Dla Polski potrzebne jest opracowanie strategii odejścia od węgla w gospodarstwach domowych w perspektywie 2030 lub 2035 r. - bez tego nie uda się poprawić jakości powietrza.

Przyszłość biomasy

Zarówno w Niemczech, jak i w Danii coraz wyraźniej widoczna jest zmiana podejścia do wykorzystania biomasy. Nie jest to paliwo neutralne dla środowiska – pod względem emisyjności, pochodzenia oraz dostępności. Produkcja biomasy na cele energetyczne stanowi konkurencję dla upraw rolnych, które powinny mieć priorytet. Dlatego biomasa ma perspektywę w małych, lokalnych elektrociepłowniach i ciepłowniach. Spalanie biomasy w dużych elektrowniach nie ma przyszłości. Należy podjąć dyskusję na temat sensu spalania biomasy w domowych piecach (jako substytutu węgla). Na pewno jest lepsza niż odpady węglowe, ale jej spalanie w małych piecach powoduje emisję wielu szkodliwych substancji. Wynika to z niskiej sprawności urządzeń i braku możliwości utrzymania odpowiednich standardów emisyjnych. Z takim właśnie problemem borykała się Dania.

Finansowanie

Efektywne wykorzystanie środków publicznych

Polskie rządy wspierają: termomodernizację, węgiel, OZE, piece węglowe piątej generacji, rozbudowę sieci ciepłowniczych, dywersyfikację źródeł gazu i wiele innych projektów związanych z ciepłownictwem i energetyką. Tymczasem część tych działań wzajemnie się wyklucza. Finansowanie powinno wspierać jednolitą strategię krajową lub szereg strategii regionalnych oraz powszechnie zaakceptowane cele długofalowe.

9

Cyrkulacja funduszy w obiegu zamkniętym

Modernizacja ciepłownictwa wiąże się z dużymi nakładami, dlatego w przyszłości istotne będzie sięgnięcie po nowe źródła finansowania. Pierwszym możliwym krokiem jest wykorzystanie do tego celu wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ – ich cena wzrosła w 2018 roku do nawet ok. 25 EUR za tonę (po korekcie spadła w okolice 18 EUR/t) i można spodziewać się dalszych wzrostów. Przy obecnej rocznej emisyjności sektora energetyki i ciepłownictwa na poziomie 153,7 mln t CO₂ w grę wchodzi 12 miliardów złotych – środki te powinny w całości zostać przeznaczone na ciepłownictwo i niskoemisyjną energetykę. Podobne rozwiązania stosowane są w Niemczech i Danii. Środki ze sprzedaży uprawnień do emisji są przeznaczane na usuwanie jej źródeł. W Niemczech 100% wpływów z aukcji CO₂ jest przeznaczane na projekty energetyczne i proklimatyczne. W Danii wpływy z podatku węglowego obciążającego z różną siłą poszczególne rodzaje energii pierwotnej (paliwa, energia elektryczna, ciepło) są prawie w całości przekazywane do funduszy wspierających finansowo modernizację energetyki i ciepłownictwa.

Ubóstwo energetyczne

Należy nadal chronić wrażliwe grupy społeczne, które są wystawione na ryzyko ubóstwa energetycznego. Opracowane w Polsce dedykowane programy wsparcia powinny być spójne z kierunkami zaplanowanej transformacji obszaru zaopatrzenia w ciepło, a nie jedynie reakcją na nabrzmiałe problemy bieżące.

Technologia

Łączenie sektorów ciepłownictwa z elektroenergetyką

Ciepłownictwo może pomóc bilansować system energetyczny. Zarówno Dania, jak i Niemcy pracują nad odpowiednimi rozwiązaniami. Warto sięgnąć po ten potencjał również w Polsce. Nowoczesne ciepłownie, wyposażone w elastyczne jednostki kogeneracyjne, pompy ciepła lub kotły elektryczne oraz akumulatory ciepła, mogą pełnić rolę stabilizującą (bilansującą) pracę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Elektryfikacja ciepłownictwa

Elektryfikacja ciepłownictwa, czyli produkcja ciepła z prądu, może być alternatywą dla polskich gospodarstw domowych. System energetyczny przyszłości będzie się charakteryzował dużą ilością taniej energii elektrycznej z OZE. W sytuacji, gdy dojdzie do uelastycznienia taryf i ceny energii elektrycznej będą odzwierciedlały zapotrzebowanie, możliwe będzie szersze stosowanie pomp ciepła. Jest to realna perspektywa już w niedalekiej przyszłości.

Wykorzystanie energii odpadowej

Energia odpadowa, czyli pochodząca z procesów przemysłowych, zrzutów z oczyszczalni ścieków, z urządzeń klimatyzacji i chłodzenia, powinna być traktowana jako krajowy zasób energetyczny. Jej rola w sektorze ciepłowniczym powinna stale rosnąć. Należy stworzyć systemowe mechanizmy i ramy prawne zachęcające do sięgania po ten rodzaj energii. Wiąże się to między innymi ze zmianą filozofii funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych (decentralizacja i rozproszenie źródeł energii, dwukierunkowe przepływy energii cieplnej) oraz zmianą parametrów pracy sieci i przejściem na poziomy niskotemperaturowe.

Wsparcie rozwoju sieci ciepłowniczych czwartej i piątej generacji (4G i 5G)

Niskotemperaturowe sieci 4G i 5G pozwalają na łatwiejszą i bardziej efektywną absorpcję energii z OZE i energii odpadowej. Obniżanie temperatury czynnika roboczego w systemach ciepłowniczych powinno być procesem ciągłym i być na stałe wpisane w plany rozwoju przedsiębiorstw ciepłowniczych. Należy stworzyć mechanizmy oraz ramy prawne, które będą ułatwiały i stymulowały ten proces.

5. Dania

5.1. Historia przemian sektora energii

Duński sektor energetyczny zaczął się zmieniać w połowie lat 70. XX w. po pierwszym kryzysie naftowym. Europa Zachodnia przeżyła szok zmuszający do refleksji, że zasoby paliw kopalnych nie są nieskończone, a ceny kształtuje międzynarodowy rynek w niespodziewanych momentach windując koszty energii. Ci, którzy wzięli sobie do serca tę lekcję, postanowili rozwiązać ten problem dostosowując przyszłą politykę energetyczną. W ciągu niespełna ćwierćwiecza krajobraz duńskiej energetyki i ciepłownictwa zmienił się nie do poznania. Postawiono na efektywność energetyczną, kogenerację w energetyce i energię odnawialną. Przełomowe kroki tego procesu obrazuje rysunek 1.

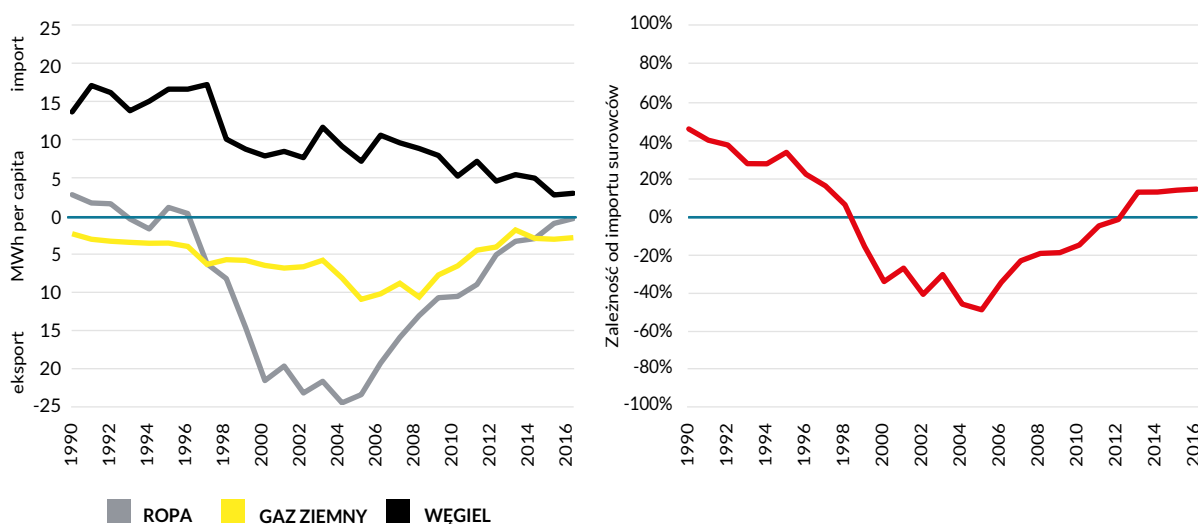
Rys. 1. Kluczowe etapy rozwoju sektora energii w Danii.



5.2. Bilans otwarcia

Od początku lat 90. XX w. do chwili obecnej Dania jest samowystarczalna w zakresie zaopatrzenia w gaz ziemny i ropę naftową. Wzrost wydobycia tych surowców w latach 90. uczynił kraj na wiele lat eksporterem energii netto. Późniejszy spadek wydobycia spowodował, że Dania stała się ponownie importerem energii (netto). W roku 2016 zależność od importu energii wynosiła 13,9%, co należy uznać za dobry wynik patrząc na średnią UE wynoszącą ponad 53%. Dania skompensowała spadek wydobycia ropy i gazu zwiększoną produkcją energii elektrycznej z lokalnych źródeł odnawialnych (głównie z wiatru, biomasy i słońca).

Rys. 2. Import netto węgla, ropy i gazu ziemnego na mieszkańca oraz poziom zależności importowej netto.

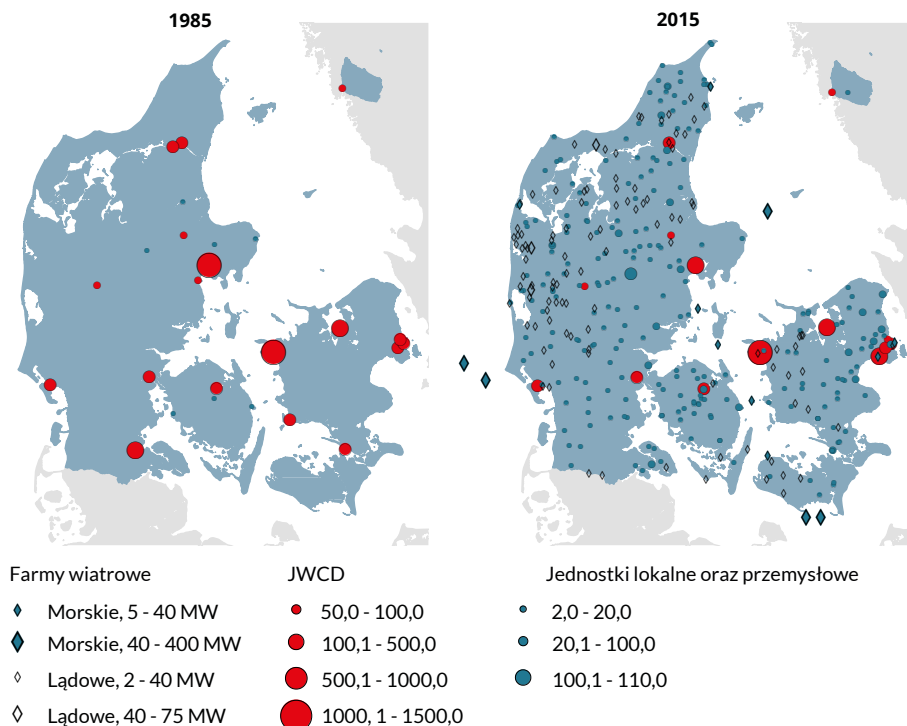


Źródło: opracowanie własne na podstawie DG ENER Komisji Europejskiej

Po kryzysie naftowym wprowadzono szereg regulacji zmierzających do zwiększenia efektywności energetycznej oraz uniezależnienia się od importu paliw kopalnych, w pierwszej kolejności od ropy naftowej, a później i węgla.

Dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, rozproszonych źródeł kogeneracyjnych systemów ciepłowniczych, w niespełna ćwierć wieku dokonał niemalże rewolucyjnego przeobrażenia krajobrazu energetycznego kraju.

Rys. 3. Przejście systemu energetycznego Danii z silnie scentralizowanego do zdecentralizowanego.

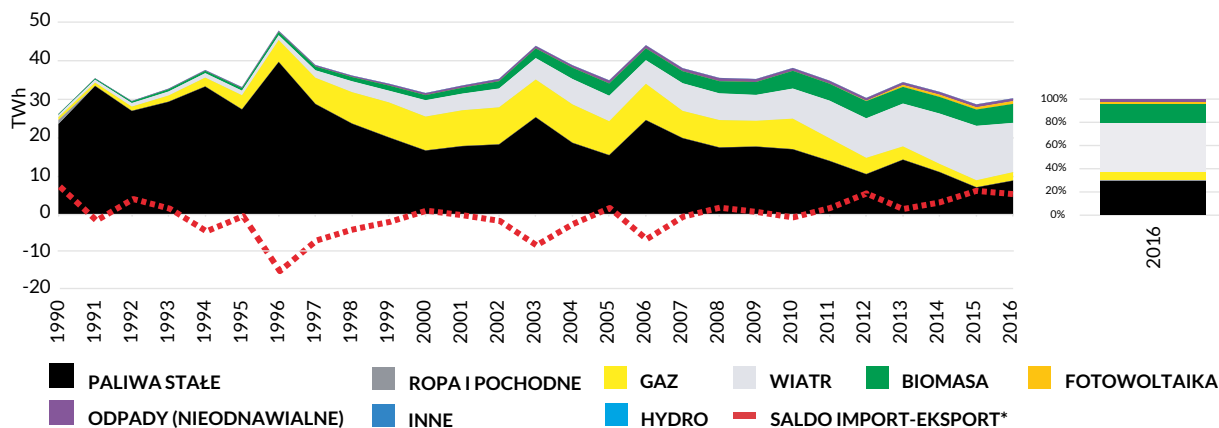


13

Źródło: Energinet

Rysunek 4 ilustruje zmianę struktury źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Danii oraz strukturę produkcji w sektorze energii elektrycznej. Jak widać od lat 90. XX w. nastąpiło odejście od węgla w energetyce na rzecz energii z wiatru. Spadek produkcji energii elektrycznej widoczny w całym okresie wynika ze zmniejszania jej eksportu oraz spadku produkcji w elektrociepłowniach gazowych, wypieranych przez taną energię z farm wiatrowych.

Rys. 4. Produkcja energii elektrycznej w podziale na źródła oraz struktura produkcji w 2016 r.



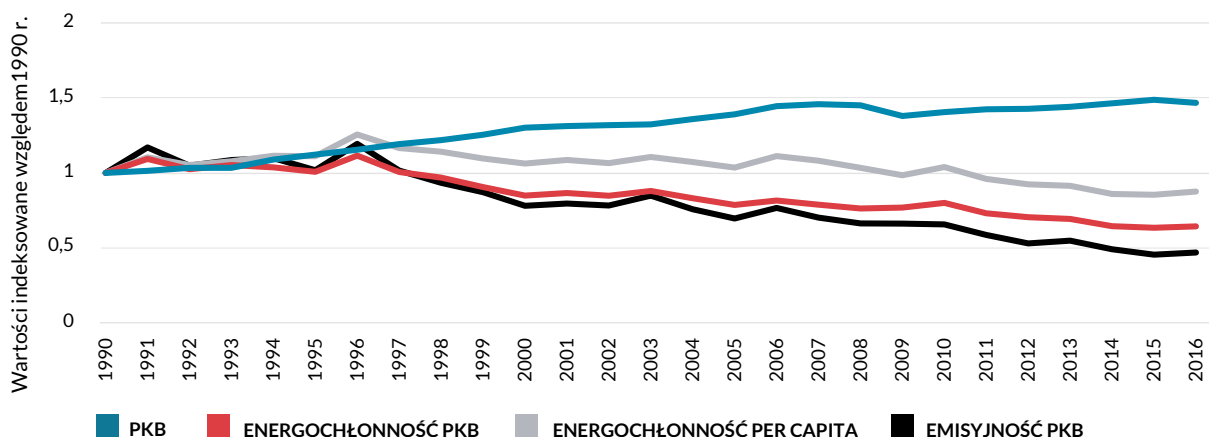
*wartość ujemna oznacza przewagę eksportu

Źródło: opracowanie własne na podstawie DG ENER Komisji Europejskiej

Udział energii ze źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej jest bardzo duży - osiąga poziom około 60%. Spada tymczasem udział węgla, choć nadal pokrywa on niemal 30% rocznego zapotrzebowania. Obecnie nie buduje się jednostek opalanych tym paliwem. Od 2016 r. powstały dwie duże jednostki kogeneracyjne na biomasę. Do 2020 r. powinna powstać jeszcze jedna, co pozwoli dalej zmniejszać zużycie węgla.

Oprócz zwiększenia wykorzystania energii z OZE, drugim filarem transformacji sektora energetycznego i ciepłownictwa jest poprawa efektywności energetycznej. Od ponad dekady, wzrostowi gospodarczemu towarzyszy spadek zapotrzebowania na energię pierwotną. Jest to efekt programów modernizacji przemysłu wytwórczego i zwiększenia produktywności bez wzrostu zapotrzebowania na energię.

Rys. 5. Podstawowe wskaźniki efektywności energetycznej Danii.

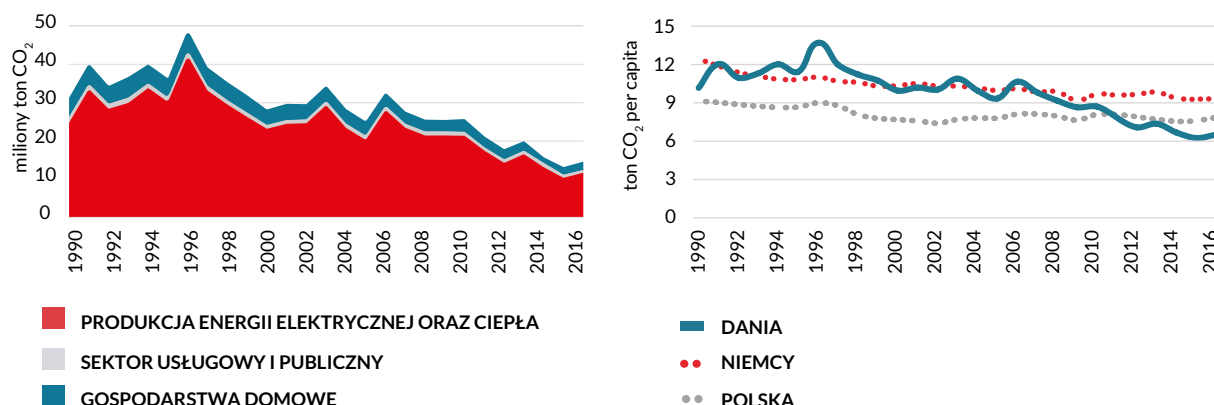


Źródło: opracowanie własne na podstawie DG ENER Komisji Europejskiej oraz danych Eurostat

Redukcja emisji gazów cieplarnianych

Emisje CO₂ i zmiany klimatyczne to kluczowe zagadnienia w polityce kraju. Jak wynika z rysunku 6, emisja CO₂ z sektora energetycznego (energia, ciepło sieciowe i ogrzewanie indywidualne) w Danii spadła o 34% do 2015 r. (w porównaniu z 1990 r.), pomimo wzrostu liczby ludności i ciągłego wzrostu gospodarczego. Spadek ten jest konsekwencją rozwoju energetyki wiatrowej oraz ciągłej modernizacji i rozwoju sektora ciepłowniczego, wykorzystującego coraz więcej energii z OZE, z odpadów komunalnych oraz energii odpadowej. Spadek emisji jest też pochodną zmniejszenia eksportu energii elektrycznej.

Rys. 6. Zmiana emisji CO₂ z sektora energetycznego oraz zmiana emisji CO₂¹ na mieszkańca



Źródło: opracowanie własne na podstawie DG ENER Komisji Europejskiej

Jednym z silniejszych bodźców zmuszających do ograniczania emisji CO₂ jest tzw. podatek węglowy. W Danii paliwa kopalne (wykorzystywane zarówno dla potrzeb elektrociepłowni, jak i ogrzewania indywidualnego) są objęte podatkiem od emisji CO₂ (średnio ok. 23 EUR za tonę wyemitowanego CO₂).

Według COWI, w przeliczeniu na energię paliwa, podatek od emisji CO₂ wynosi odpowiednio:

- Gaz ziemny: 4,7 EUR/MWh (5,5 PLN/GJ)
- Ropa naftowa: 6 EUR/MWh (7 PLN/GJ)
- Węgiel: 16 EUR/MWh (18,6 PLN/GJ)
- Biomasa: 0 EUR/MWh (0 PLN/GJ)

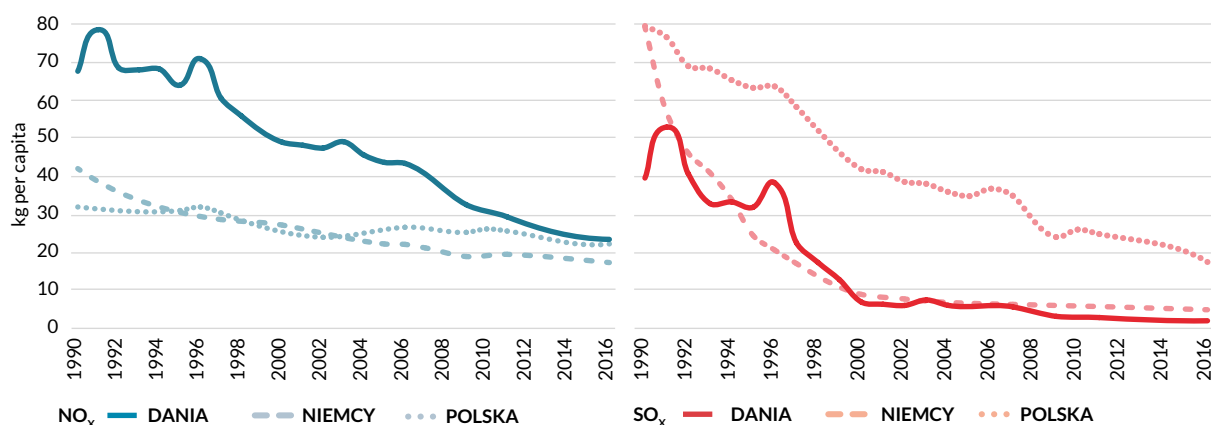
Podatek ten bywa korygowany, wraz ze zmianą poziomu ambicji polityki klimatycznej.

W Danii biomasa odgrywa kluczową rolę jako paliwo w sektorze energetycznym. Spośród dziewięciu dużych elektrociepłowni w Danii, cztery przeszły już z węgla lub gazu ziemnego na produkcję skojarzoną z użyciem biomasy. Dwa zakłady przechodzą obecnie przebudowę, a kolejny ma zostać przekształcony do 2023 roku. Cel nadrzędny, jaki towarzyszy modernizacji ciepłownictwa, to całkowita rezygnacja z paliwa węglowego do roku 2030. Spalanie dużej ilości biomasy spotyka się z coraz większą krytyką. Istotny jest nie tylko wpływ na klimat, ale sposób pozyskiwania biomasy i wpływ na przyrodę. Coraz mocniej ugruntowuje się przekonanie, że biomasa jest paliwem przejściowym. Trwają prace nad modelem docelowym - całkowicie zeroemisyjnym i neutralnym dla środowiska.

Redukcja tlenków azotu i tlenków siarki

Głównymi źródłami tlenków azotu (NO_x) jest spalanie paliw kopalnych, biomasy oraz emisje z pojazdów.

1 Emisja dotyczy wytwarzania energii elektrycznej i ciepła oraz sektorów komercyjnego i mieszkalnictwa.

Rys. 7. Emisje NO_x i SO_x w przeliczeniu na mieszkańca Danii.

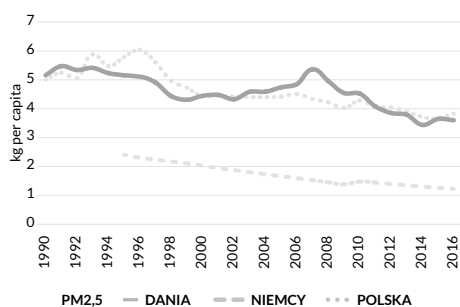
Źródło: opracowanie własne na podstawie DG ENER Komisji Europejskiej

Pomimo dużej efektywności systemu energetycznego, emisja NO_x pozostaje na wysokim poziomie. Jednym z głównych powodów jest spalanie biomasy w energetyce i gospodarstwach indywidualnych. Spalanie biomasy, nawet w profesjonalnej ciepłowni, emituje trzy razy więcej NO_x niż spalanie węgla lub gazu (o ile nie zostaną zastosowane instalacje do ograniczania emisji). Należy jednak podkreślić, że wszystkie jednostki biomasowe muszą spełniać standardy wynikające z Dyrektyw MCP (Medium Combustion Plants) oraz IED (Industrial Emissions Directive). Dlatego scentralizowane ciepłownie są zdecydowanie bardziej przyjazne dla środowiska niż indywidualne kotły na pelet lub nawet na gaz. Zauważalny spadek emisji NO_x nastąpił w roku 1989 po wprowadzeniu nowych norm dla zakładów o mocy cieplnej powyżej 25 MW.

Spadek emisji tlenków siarki (SO_x) jest efektem szerszego wprowadzania gazu oraz działań podejmowanych w ramach polityki UE (Wdrożenie Dyrektyw LCP/IED i MCP) wymuszających budowę coraz to efektywniejszych instalacji odsiarczania spalin. Do redukcji poziomu zanieczyszczenia dodatkowo przyczyniła się Dyrektywa dot. zawartości siarki w paliwach ciekłych.

Ograniczenie emisji drobnego pyłu zawieszonego (PM)

Rys. 8. Emisja pyłu zawieszonego per capita w Danii.



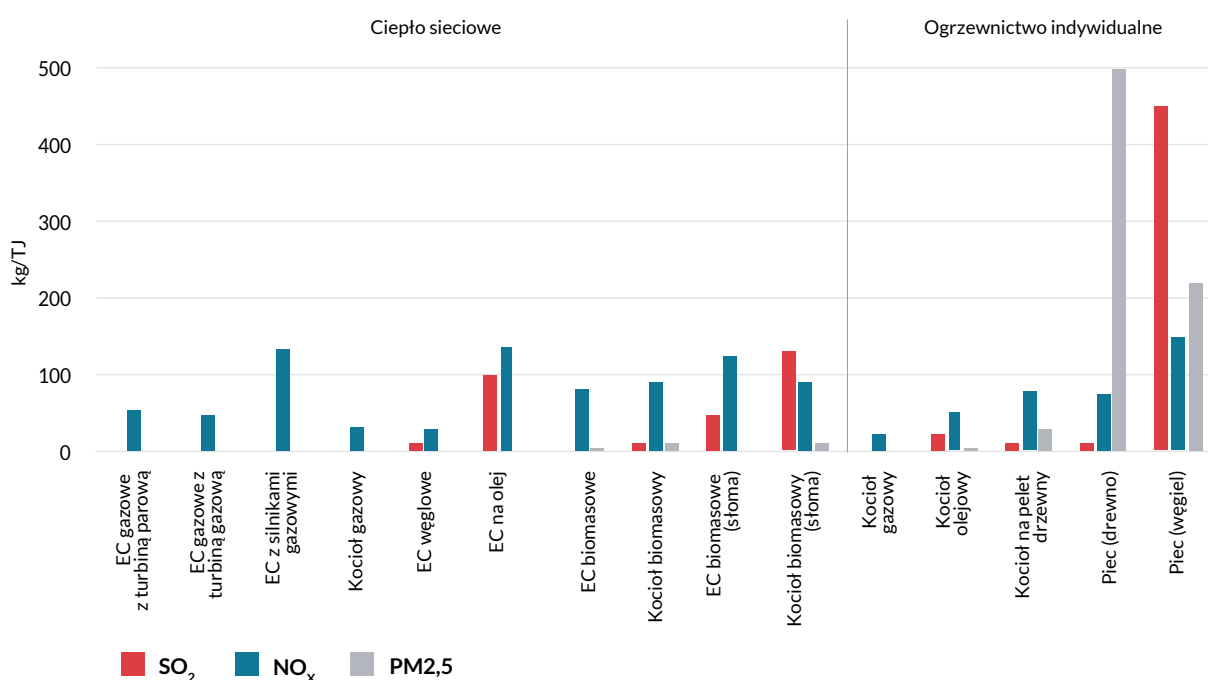
Źródło: opracowanie własne na podstawie DG ENER Komisji Europejskiej

Pył zawieszony (PM 2,5) to bardzo niewielkie cząstki obecne w atmosferze, bez trudu przenikające do krwiobiegu każdego człowieka. Są niezwykle szkodliwe dla zdrowia ludzi. Drobnny pył zawieszony jest uwalniany do powietrza poprzez spalanie paliw kopalnych, ale może też być uwalniany przez źródła naturalne. Jak widać z wykresu, emisja PM 2,5 nieznacznie spadła od roku 1990, ale w dalszym ciągu jest zbyt wysoka.

Emisje pyłu są silnie uzależnione od rodzaju paliwa i urządzenia spalającego paliwo. W przypadku gazu ziemnego emisja prawie nie występuje. Pewien poziom emisji jest generowany

przez spalanie węgla, oleju, słomy i drewna w jednostkach ciepłowniczych. Natomiast najwyższe emisje pochodzą z pieców i kotłów w budynkach indywidualnych. Biomasa jest często uważana za paliwo przyjazne środowisku, lecz w rzeczywistości jej spalanie w kotłach domowych może powodować znacznie większe zanieczyszczenia środowiska pyłami PM 2,5 niż spalanie oleju czy wysokogatunkowego węgla (rys. 9).

Rys 9. Wskaźniki emisji (kg/TJ w paliwie) dla różnych technologii produkcji.



17

Źródło: COWI

Piece na drewno w Danii

Ponad 10% zapotrzebowania na ciepło w Danii w roku 2016 było zaspokajane przez domowe piece na drewno.

Agencja Ochrony Środowiska przeprowadzała szereg kampanii, których celem było doprowadzenie do wycofania przestarzałych pieców zainstalowanych przed 1980 rokiem oraz zwiększenie świadomości społecznej dotyczącej wpływu obsługi pieców na jakość emitowanych spalin.

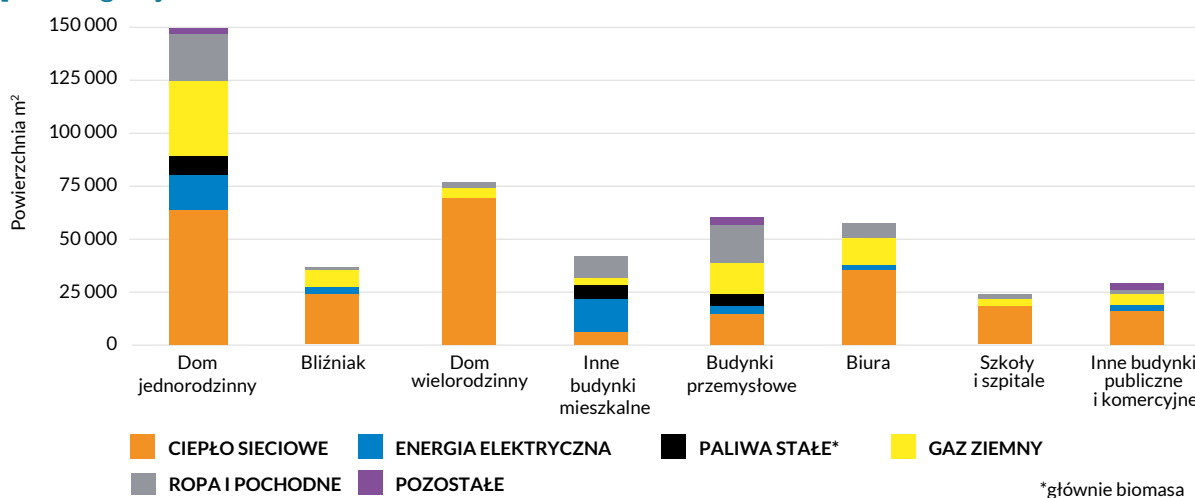
W wyniku akcji edukacyjnej i bodźców finansowych w postaci dopłat do zakupu nowych pieców (ok. 300 EUR) doprowadzono do zezłomowania około 20 tys. pieców z 800 tys. ogółem.

Dodatkowo w ciągu ostatnich 10 lat podjęto wiele działań w zakresie prawodawstwa, np. zezwolenie wyłącznie na sprzedaż pieców o dopuszczalnym (maksymalnym) poziomie emisji cząstek stałych, tlenku węgla i węglowodoru.

5.3. Sektor zaopatrzenia w ciepło

Najważniejszym źródłem ogrzewania w Danii jest ciepło sieciowe. Aż 64% gospodarstw domowych jest podłączonych do sieci ciepłowniczych, a w miastach nawet 98%. Jeżeli nie ma możliwości przyłączenia do sieci ciepłowniczej, alternatywą jest gaz, a na terenach wiejskich - kotły na biomasę, pompy ciepła i kotły opalane olejem lub gazem.

Rys 10. Powierzchnia użytkowa ogrzewana za pomocą głównych źródeł ciepła u poszczególnych odbiorców.

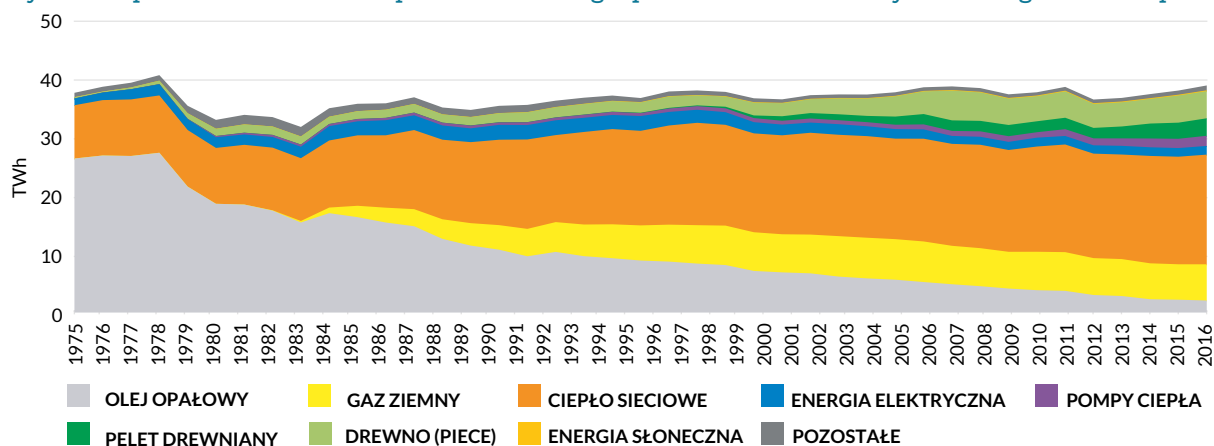


*głównie biomasa

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Energistyrelsen oraz IEA

Całkowite zapotrzebowanie gospodarstw domowych na ciepło oraz jego podaż w podziale na rodzaje paliw zostały pokazane na rysunku 11. Widać wyraźnie, jak kryzysy naftowe wpływały na poziom zużycia energii oraz na spadek wykorzystania oleju do ogrzewania na rzecz gazu i ciepła sieciowego. Na wykresie pokazano zarówno ciepło sieciowe, jak i z indywidualnych instalacji w gospodarstwach domowych (bez usług i przemysłu).

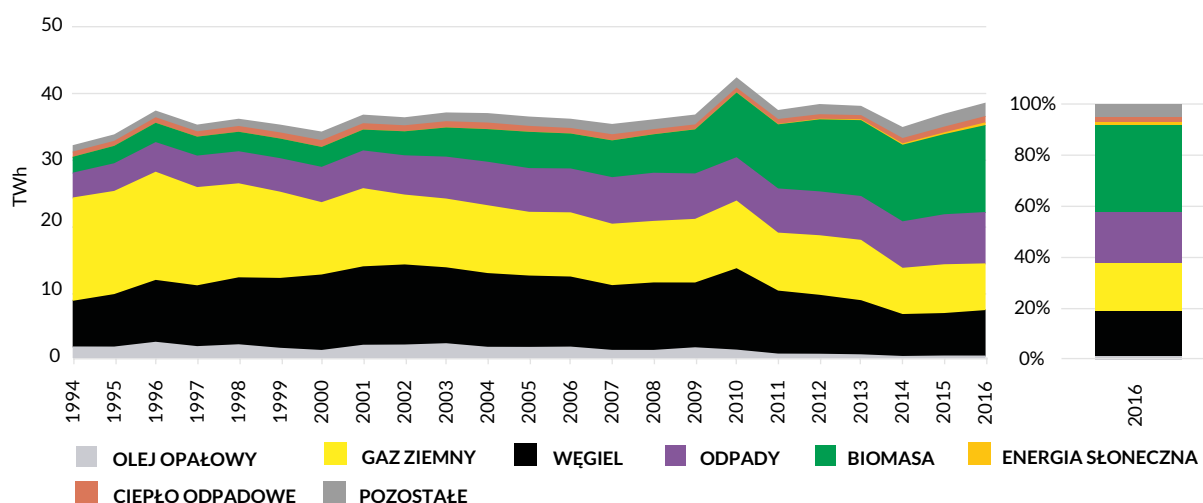
Rys. 11. Zapotrzebowanie na ciepło w duńskich gospodarstwach domowych według źródła ciepła



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Energistyrelsen

Również w miejskich systemach ciepłowniczych (rys. 12) widać spadek zużycia oleju na rzecz biomasy i odpadów komunalnych, wykorzystywanych przede wszystkim w jednostkach pracujących w podstawie obciążenia. Gaz ziemny ciągle odgrywa ważną rolę w sektorze ciepłowniczym w Danii, ale z powodu wysokich podatków, zaczyna tracić na znaczeniu.

Rys. 12. Produkcja ciepła sieciowego i struktura paliwowa ciepła sieciowego.



Źródło: Duńska Agencja Energii

19

W Danii działa ponad 400 przedsiębiorstw ciepłowniczych będących własnością odbiorców ciepła (spółdzielnie), gmin lub w niektórych przypadkach prywatnych przedsiębiorstw.

Podstawowe informacje na temat ciepłownictwa w Danii (2015 r.):

- 30 780 km - długość sieci
- 64% - udział ciepła sieciowego w całkowitym zapotrzebowaniu na ciepło
- 57% - udział kogeneracji w krajowej produkcji energii elektrycznej
- 69% - udział ciepła z kogeneracji w strumieniu ciepła sieciowego
- 50% - udział OZE w cieple sieciowym
- ok. 8,3 MWh - średnie zużycie ciepła na osobę w roku
- ok. 2,5 mld EUR /rok - przychody ze sprzedaży ciepła

Przedsiębiorstwa gospodarki odpadami

W Danii istnieje ok. 25 zakładów produkujących energię z odpadów. Zdecydowana większość tych przedsiębiorstw jest współwłasnością wielu gmin. Wszystkie zakłady zaopatrują w ciepło sieciowe przedsiębiorstwa

ciepłownicze. Ciepło ze spalarni odpadów pokrywa ok. 20% łącznego duńskiego zużycia ciepła. Niektóre zakłady wytwarzają energię w jednostkach kogeneracyjnych.

Wysoki udział ciepła dostarczanego z zakładów produkujących energię z odpadów wynika ze znacznego wsparcia regulacyjnego oraz szerokiej akceptacji publicznej dla tej technologii. Od początku rozwoju duńskich systemów ciepłowniczych, odpady komunalne postrzegano jako zasoby (paliwo), a w krajowych planach gospodarowania odpadami preferowano odzysk energii zamiast ich składowania. Nawet najnowszy plan gospodarowania odpadami tak naprawdę nazywa się planem dotyczącym zasobów.

Kogeneracja z gazu

W ciepłownictwie duńskim jednostki gazowe (2800 MWe) pracują głównie w okresach wysokich cen energii na giełdzie, gwarantujących pokrycie kosztów operacyjnych.

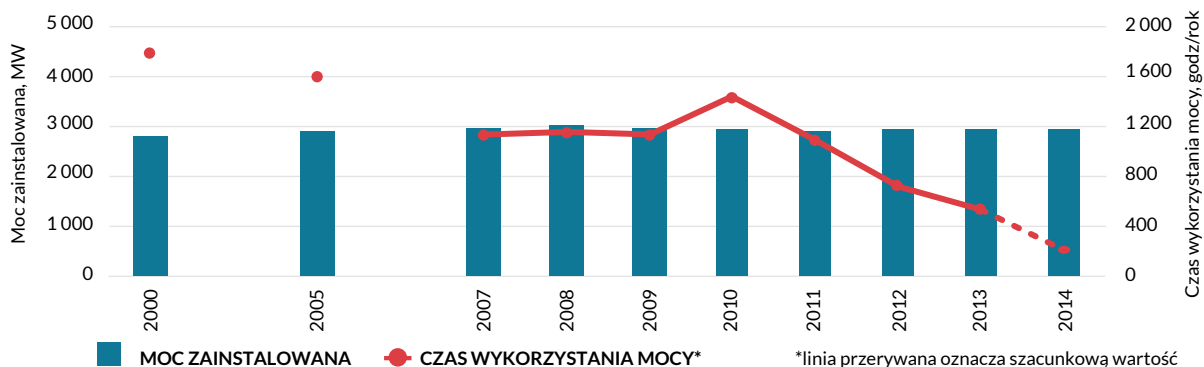
Można powiedzieć, że w Danii era elektrociepłowni gazowych (i węglowych) powoli przemija. Bardzo silne niegdyś mechanizmy wsparcia dla jednostek gazowych przestaną obowiązywać od 2019 r., co może zmniejszyć dostępne moce ze względu na brak pokrycia kosztów paliwa, podatków i opłat za emisję CO₂ przez przychody ze sprzedaży energii elektrycznej. Również polityka wycofywania się ze spalania paliw kopalnych w ciepłownictwie powstrzymuje inwestorów przed budową nowych mocy. W związku z rosnącą produkcją energii w farmach wiatrowych i spadkiem hurtowych cen energii, czas pracy jednostek gazowych ulega znacznemu ograniczeniu. Pracują one jedynie w szczytach zapotrzebowania na moc w systemie energetycznym. W 2016 r. średni czas wykorzystania wszystkich (10 GWe) jednostek kogeneracji wyniósł 2500 h/rok, a dla jednostek biomasowych wyniósł 4400 h/rok.

Rys. 13. Spalarnie odpadów w Danii.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych COWI

Rys. 14. Moc zainstalowana gazowych jednostek kogeneracyjnych i malejący czas wykorzystania mocy.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych zaprezentowanych przez Pera Kristensena podczas konferencji w Warszawie 17 stycznia 2018 roku.

Niepewny los małych systemów ciepłowniczych w Danii

Na początku lat 90. XX w. wiele małych miejscowości utworzyło własne systemy ciepłownicze. Bez dostępu do gazowej sieci dystrybucyjnej oraz wobec wysokich kosztów indywidualnych kotłów olejowych, uznano, że sieć ciepłownicza z wykorzystaniem kogeneracji na gaz ziemny będzie tańszym rozwiązaniem. Zachętą dla odbiorców, by przyłączyć się do sieci, była niska cena ciepła gwarantująca roczną oszczędność kosztów ogrzewania na poziomie 20% w stosunku do alternatywnych źródeł. Często do takiej sieci przyłączonych było od 150 do 400 lokali mieszkalnych. Wzrost kosztów zakupu gazu ziemnego oraz spadek dochodów ze sprzedaży energii elektrycznej z jednostek kogeneracyjnych spowodowały, że systemy te zaczęły przynosić straty. Przejściowe programy dopłat umożliwiły dalszą działalność, ale wypłacanie tych świadczeń zakończy się w 2018 r., wobec czego ceny ciepła będą dalej wzrastać. Rząd duński rozważa wdrożenie programów finansowych w celu pokrycia kosztów zamknięcia najbardziej deficytowych systemów ciepłowniczych.

21

5.4. Krajowe strategie i cele na lata 2020 - 2050

Strategia energetyczna Danii jest zawsze przedmiotem wielostronnych uzgodnień grup interesariuszy oraz politycznego konsensusu partii rządzącej i partii opozycyjnych. Gwarantuje to stabilność legislacyjną i dużą skuteczność w osiąganiu założonych celów. W 2012 roku, po zakończeniu rozmów uzgodnieniowych pomiędzy wszystkimi stronnictwami politycznymi, podpisano dokument **Porozumienie Energetyczne** wyznaczający konkretne cele i działania do roku 2020 oraz w perspektywie 2050 r. Poniższa tabela przedstawia cele zapisane w Porozumieniu z 2012 roku oraz aktualizacji z 2018 roku.

Tab. 2. Główne cele Porozumienia Energetycznego.

Cel/Rok	2013 - 2016	2020	2030	2035	2050
Cel generalny. Redukcja CO ₂ (vs 1990)		34%			Całkowita niezależność Danii od paliw kopalnych
Energia z OZE		35% udziału w całej energii pierwotnej			100% OZE dla wszystkich sektorów
Energia elektryczna		50% energii z wiatru w całym zużyciu	Całkowite wycofanie węgla	100% OZE	100% OZE
Sektor ciepła sieciowego			Całkowite wycofanie węgla i oleju	100% OZE	100% OZE
Sektor indywidualnego ogrzewania	Zakaz używania od 2013 r pieców gazowych i olejowych w nowych budynkach a od 2016 w istniejących, będących w obrębie sieci ciepłowniczej				
Efektywność energetyczna		Redukcja zużycia energii pierwotnej o 4%, a energii netto o 12% (vs 2006)			
Transport		10% OZE z biopaliw			

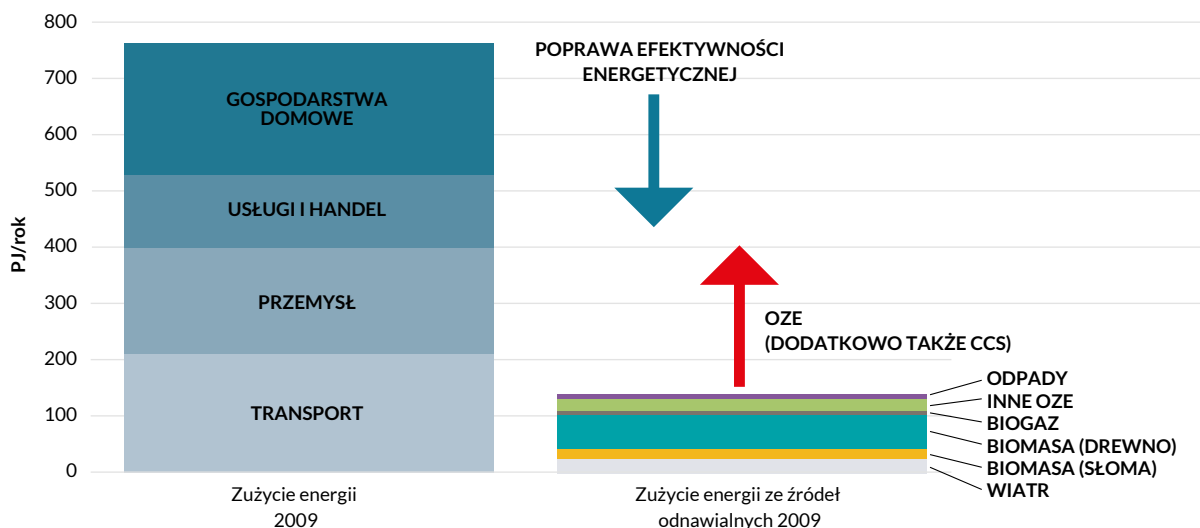
Źródło: IEA i analizy Forum Energii

Porozumienie Energetyczne opiera się na dwóch filarach:

- I. **Wzrost udziału OZE w energetyce, ciepłownictwie, transporcie**
- II. **Wzrost efektywności energetycznej**

Udział poszczególnych filarów w osiągnięciu końcowych celów jest przedmiotem bieżących korekt polityki energetycznej, w sytuacji pojawienia się nowych zjawisk fundamentalnych w makrootoczeniu wymuszających takie zmiany. Rysunek 15 obrazuje symbolicznie mechanizm osiągnięcia finalnego celu, jakim jest osiągnięcie neutralności klimatycznej, poprzez oddziaływanie na obydwa filary polityki energetycznej.

Rys. 15. Dwa filary transformacji energetycznej Danii.



Źródło: Rząd Danii 2011, Strategia Energetyczna

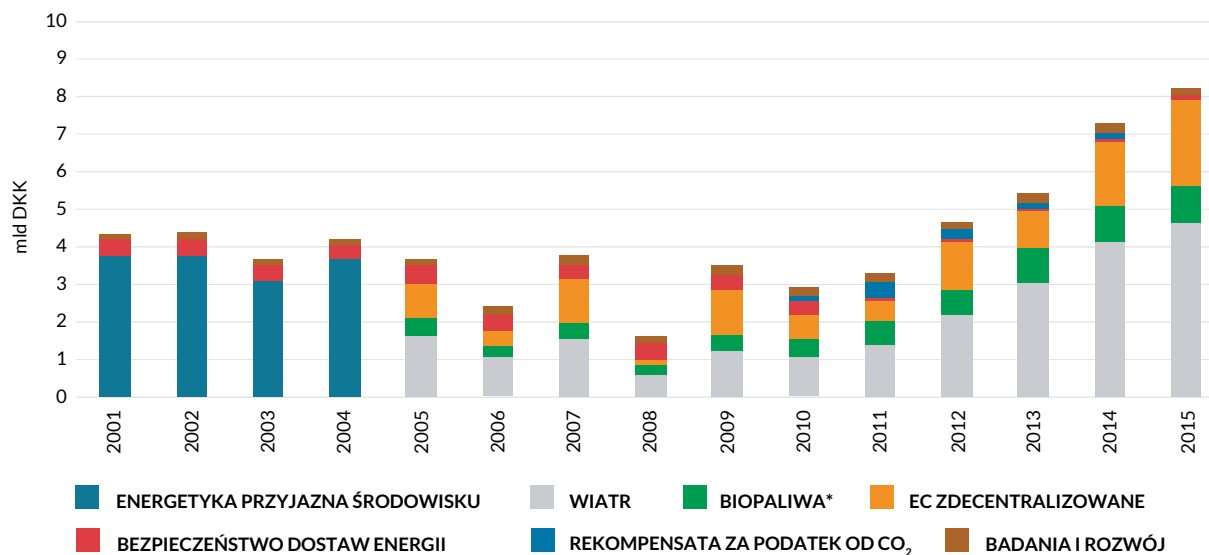
Ważniejsze cele operacyjne Porozumienia z 2012 r.:

- Budowa kolejnych farm morskich 1500 MW i lądowych 1800 MW
- Opracowanie strategii dla budynków w celu zwiększenia efektywności energetycznej
- Konwersja wszystkich elektrociepłowni z węgla na biomasę
- Wspieranie rozwoju lokalnych źródeł ciepła w OZE (biomasa i geotermia)
- Wprowadzenie mechanizmów podatkowych i subsydiów w celu zwiększenia wykorzystania OZE w przemyśle
- Rozwój inteligentnych sieci
- Opracowanie mechanizmu finansowania działań związanych z transformacją niskoemisyjną (np. przeniesienie wydatków CAPEX w taryfy OSD, przekierowanie części wpływów z „podatków węglowych” i akcyzy dla działań modernizacyjnych)

23

W lipcu 2018 r. nowy rząd Danii podpisał kolejne Porozumienie Energetyczne wprowadzające korekty do poprzedniego, wynikające ze zmian sytuacji rynkowej i rosnących kosztów systemu wsparcia OZE przenoszonych na odbiorców końcowych (rys. 16).

Rys. 16. Koszt systemu wsparcia OZE w Danii.



*biopaliwa uwzględniają biomasę i biogaz

Źródło: opracowanie własne na podstawie IEA

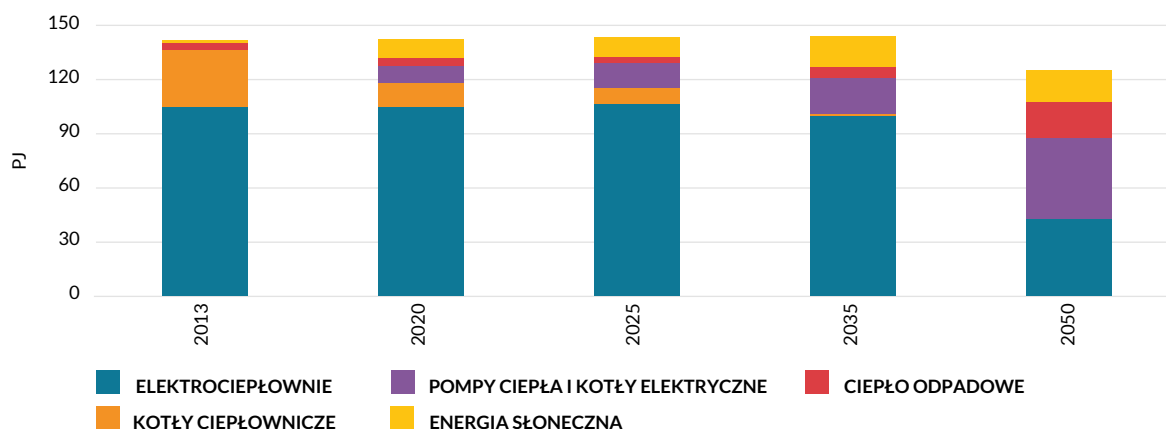
24

Podstawowe kierunki zmian nowego Porozumienia:

- Urynkowienie technologii OZE poprzez wprowadzenie mechanizmów aukcyjnych w miejsce gwarantowanych dopłat
- Urynkowienie ciepłownictwa poprzez likwidację obowiązku przyłączania do sieci ciepłowniczych i szersze stosowanie zasady TPA, szczególnie dla źródeł OZE
- Zmniejszenie podatku nakładanego na energię elektryczną do celów grzewczych w celu stworzenia zachęt do instalowania pomp ciepła (indywidualnych i zbiorczych)
- Zmniejszenie podatków nakładanych na energię odpadową w celu umożliwienia jej wykorzystania w ciepłownictwie
- Dalszy rozwój farm morskich (+2,4 GW do 2030 r.).

Należy podkreślić, że cele zapisane w Porozumieniu z 2012 r., takie jak odejście od węgla w ciepłownictwie do 2030 r., czy całkowita niezależność od paliw kopalnych w 2050 r., pozostają w mocy. Analizując zapisy obecnego Porozumienia przewiduje się, że ciepło sieciowe w 2050 r. będzie pochodziło ze źródeł solarnych, z energii odzyskanej (odpadowej), z energii elektrycznej (pomp ciepła i kotły elektryczne) oraz biomasowych jednostek kogeneracyjnych (rys. 17).

Rys. 17. Struktura produkcji ciepła sieciowego w Danii (2013 – 2050).



Źródło: Ole Odgaard, DEA, Conference Warsaw 2018

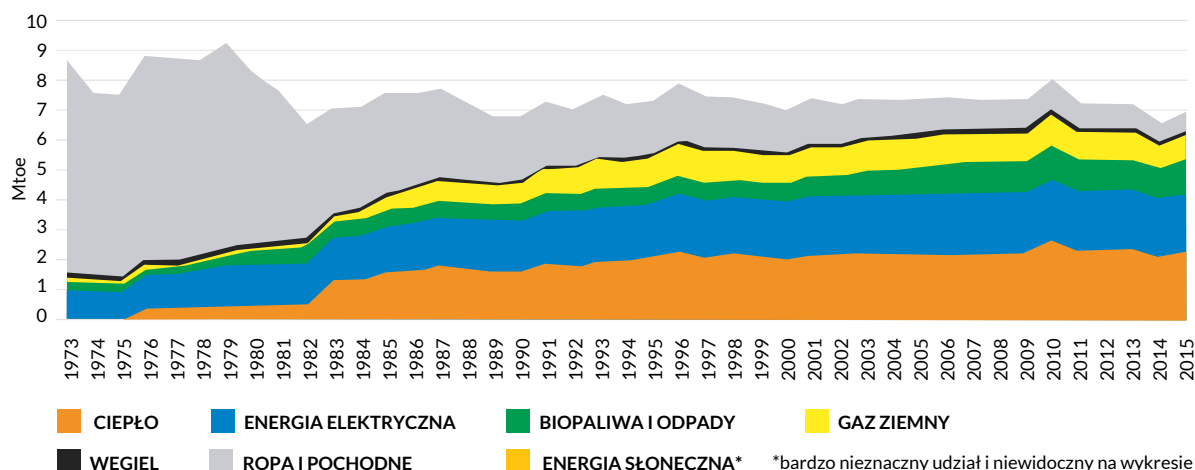
Efektywność energetyczna

Efektywność energetyczna w Danii wzrasta od wielu lat dzięki konsekwentnej polityce władz i zastosowaniu bodźców podatkowych oraz mechanizmów wsparcia. Od ponad dekady nastąpiło trwałe rozdzielanie wzrostu gospodarczego od zużycia energii finalnej. W okresie od roku 2005 do 2015 nastąpił spadek zużycia energii finalnej o 11% pomimo stałego wzrostu PKB. Dania w ramach uzgodnień z UE zadeklarowała cel w postaci redukcji (2006-2020) zużycia energii pierwotnej o 14,5%. Energochłonność PKB Danii należy do najniższych w UE i wynosi 66 toe/mln EUR (dla porównania Niemcy 111, Polska 231 toe/mln EUR' 2010).

25

Duży udział w poprawie tego wskaźnika ma przemysł, który zwiększył efektywność energetyczną o 25% (2005-2015). To efekt modernizacji oraz wzrostu zużycia energii z OZE. Wśród gospodarstw domowych i w usługach efektywność energetyczna w ostatnich 10 latach poprawiła się ok. 5,6%.

Rys 18. Zużycie energii końcowej w sektorze gospodarstw domowych i usługowym.



Źródło: IEA Denmark 2017

Polityka Danii nakierowana jest na realizację celów określanych przez UE. Ministerstwa oraz administracja lokalna wdrażają w tym celu stosowne plany działania. W 2017 roku Dania przekazała Komisji Europejskiej Krajowy Plan Działania dotyczący efektywności energetycznej.

Krajowy Plan Działania dotyczący efektywności energetycznej

Dania obniży zużycie energii pierwotnej o 14,5% do 2020 w stosunku do 2006 r., a przedsiębiorstwa dystrybucyjne OSD (ciepło, gaz, elektryczność) muszą obniżyć co roku poziom energii sprzedanej o 1,5% w wyniku działań zwiększających efektywność. Dodatkowo OSD podlegają Obligatoryjnym Systemom Efektywności Energetycznej. Zgodnie z Porozumieniem Energetycznym z 2012 roku wszyscy OSD muszą redukować każdego roku od 2,6% do 3% zużycia energii finalnej. Cel ustalany jest na każdy rok. np. w 2016 r. 43% celu redukcyjnego przypadło na przemysł, 29% na gospodarstwa domowe, a 19% na sektor usług.

26

Obligatoryjne krajowe cele efektywnościowe wygenerowały szereg nowych rodzajów usług i modeli biznesowych. Uznając działania na polu efektywności za priorytetowe, wzmocniono obsadę kadrową we właściwych urzędach oraz powołano **Centrum Efektywności Energetycznej** w celu lepszego monitorowania i wspierania działań. Wysokie podatki, jakimi obłożono energię ze źródeł innych niż odnawialne, dodatkowo pobudzają modernizację budynków w celu obniżenia kosztów eksploatacji. Dodatkowo w 2014 roku opracowano Strategię Renowacji Budynków, która w konsekwencji obniży zużycie energii o 35%.

Strategia Renowacji Budynków

Działania dotyczące wszystkich budynków:

- Zaostrzenie standardów energetycznych, z wyłączeniem okien
- Zaostrzenie standardów energetycznych dla okien
- Poprawa standardów energetycznych dla instalacji w budynkach
- Zapewnienie większej zgodności z przepisami dotyczącymi budynków
- Wprowadzenie dobrowolnych klas energetycznych dla istniejących budynków
- Zaostrzenie wysokich standardów energetycznych dla nowych budynków
- Poprawa przepływu informacji i komunikacji w zakresie efektywności energetycznej
- Zobowiązania dla przedsiębiorstw energetycznych w zakresie poprawy efektywności energetycznej
- Zapewnienie skutecznego systemu znakowania energetycznego budynków
- Zapewnienie wsparcia analitycznego w procesie przygotowania termomodernizacji budynków
- Zapewnienie skutecznych mechanizmów finansowania termorenowacji
- Opracowanie kompleksowej polityki dla budownictwa

Działania skierowane do budynków jednorodzinnych:

- Wzmocnienie działań termorenowacyjnych poprzez program „Lepszy Dom”
- Zwiększenie wykorzystania ciepła z OZE zamiast ciepła z oleju i gazu

Działania skierowane do budynków wielorodzinnych, usługowych i administracyjnych:

- Opracowanie i wdrożenie modelu przetargów publicznych na gwarantowany poziom redukcji energii
- Termomodernizacja budynków komunalnych
- Termomodernizacja prywatnych budynków na wynajem, spółdzielni mieszkaniowych i stowarzyszeń właścicieli domów
- Termomodernizacja budynków na wynajem komercyjny
- Działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej budynków użyteczności publicznej, jako wzorzec dla właścicieli innych budynków

Działania mające na celu wzmocnienie kompetencji i innowacyjności w celu przyspieszenia wzrostu efektywności energetycznej:

- Wzmocnienie edukacji i rozwój kompetencji w zakresie efektywności energetycznej
- Wzmocnienie programów badawczo rozwojowych oraz uruchomienie projektów demonstracyjnych w obszarze efektywności energetycznej

27

Źródło: IEA, Denmark 2017

Program Lepszy Dom

Program wprowadzony 1 stycznia 2014 r. w celu promowania efektywności energetycznej indywidualnych budynków mieszkalnych. W ramach niego stworzono punkty kompleksowej obsługi, oferujące właścicielom domów porady eksperckie. Program koncentruje się na wszystkich formach zużycia energii, tj. ogrzewaniu, chłodzeniu, podgrzewaniu wody i oświetleniu. W ramach programu prowadzone są szkolenia dla architektów, inżynierów, firm wykonawczych, konsultantów ds. energii i projektantów budowlanych. Dodatkowo program koncentruje się na mechanizmach finansowania dla właścicieli nieruchomości.

Źródło: IEA, Denmark 2017

5.5. Główni interesariusze sektora energii i ich kompetencje

Interesariusz	Kompetencje
Ministerstwo Energii, Przedsiębiorstw i Klimatu	Odpowiada m. in. za strategię i polityki klimatyczne, szeroko pojętego sektora energii.
Duńska Agencja Energii (Energistyrelsen, DEA)	Monitoruje rynek energii i surowców energetycznych. Publikuje prognozy cen surowców i energii, wartości CAPEX i OPEX dla różnych rodzajów technologii oraz koszty zewnętrzne energii. Informacje te służą do wykonywania analiz kosztów społeczno-ekonomicznych oraz analiz opłacalności nowych projektów w sektorze energii.
Duński Urząd Regulacji Energetyki	Zakres praw i obowiązków jest zbliżony do polskiego URE.
Komisja Odwoławcza ds. Energii	Stanowi ostateczny administracyjny organ odwoławczy w zakresie decyzji władz publicznych.
Duńska Rada ds. Zmian klimatu	Jest niezależnym organem ekspertów, który doradza w sprawach transformacji w kierunku społeczeństwa niskoemisyjnego.
Komisja ds. Energii	Niezależny organ doradczy z udziałem przedstawicieli nauki i przemysłu. Wspiera prace nad Porozumieniem Energetycznym. Opracowuje propozycje polityk energetycznych.
Regionalne i miejskie władze samorządowe	Władze regionalne odgrywają ważną rolę we wdrażaniu krajowej polityki w zakresie energii i zmian klimatycznych poprzez tworzenie lokalnych planów rozwoju miast i przemysłu. Władze lokalne odpowiadają za projekty energetyczne (energia wiatrowa, biomasa, biogaz i fotowoltaika) oraz za ciepłownictwo komunalne. Wiele gmin jest równocześnie właścicielem lokalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych i energetycznych.

28

Szczególną uwagę warto zwrócić na duże kompetencje regionalnych i miejskich władz samorządowych, które gwarantują, że projekty energetyczne są dostosowane do krajowej strategii rozwoju i ochrony środowiska.

Planowanie sieci ciepłowniczych na obszarach gmin

Każdy obszar gminy jest podzielony na rejony energetyczne. Na podstawie analizy dostępności ciepła sieciowego lub gazu ziemnego następuje decyzja administracyjna, które rejony powinno się zasilać ciepłem sieciowym lub gazem. W obszarach wiejskich zwykle zezwala się na więcej rozwiązań indywidualnych, takich jak ogrzewanie olejowe i biomasą oraz pompy ciepła.

Koszty zewnętrzne emisji

Duńska Agencja Energetyki (DEA) publikuje raport zawierający społeczno-ekonomiczne koszty energii dla różnych rodzajów paliwa, technologii i poziomu użytkowania energii (duże elektrownie, sieci ciepłownicze, użytkownicy końcowi). Ponadto DEA publikuje współczynniki ogólnej emisji i koszty emisji do środowiska (NO_x , SO_x i $\text{PM}_{2,5}$) oparte na aktualnych kosztach zdrowotnych, jak również typowe nakłady inwestycyjne

(CAPEX) różnych technologii. Wyliczenie kosztów zewnętrznych należy obowiązkowo włączyć do obliczeń kosztów społeczno-ekonomicznych, które są stałym elementem analiz wykonalności nowych projektów energetycznych. Metodyka i dane publikowane przez DEA zapewniają, że wszystkie wyliczenia projektowe są poddawane obiektywnej ocenie, a władze lokalne wybierają i akceptują projekty na podstawie porównywalnych analiz. Poniższa tabela przedstawia przykładowe wartości kosztów zewnętrznych publikowanych przez DEA. Koszty zewnętrzne emisji zanieczyszczeń są ok. trzykrotnie niższe w przypadku ciepłowni komunalnych niż indywidualnych gospodarstw domowych. Wynika to między innymi z rodzaju technologii, większego rozproszenia zanieczyszczeń, jakości urządzeń ochrony środowiska i odległości od skupisk ludzkich.

Tab. 3. Koszty zewnętrzne emisji zanieczyszczeń w zależności od źródła (EUR/kg)

Koszty emisji	SO _x	NO _x	PM _{2,5}
Indywidualne gospodarstwa domowe	3,9	2,4	11,1
Przemysłowe instalacje spalania	1,8	1,3	3,6
Duże instalacje spalania (ciepłownie komunalne)	1,3	0,9	3,1

29

Źródło: Założenia do obliczeń społeczno-ekonomicznych w sektorze energii, Duńska Agencja Energetyki

Przedsiębiorstwa gazownicze

Duński OSP (operator systemu przesyłowego) Energinet ponosi całkowitą odpowiedzialność za dostawy gazu ziemnego do Danii i jest właścicielem systemu przesyłowego gazu ziemnego oraz dwóch magazynów gazu. Energinet jest własnością Ministerstwa Energii, Przedsiębiorstw i Klimatu. Dystrybutorzy gazu ziemnego w Danii byli do niedawna podzieleni na trzy przedsiębiorstwa gazownicze: HMN, Danish Gas Distribution (DGD) oraz Nature Energy. HMN jest własnością 57 gmin, a Nature Energy - ośmiu gmin. Jeszcze niedawno DGD należała do duńskiego przedsiębiorstwa energetycznego Ørsted (dawniej DONG Energy), ale obecnie jest własnością Energinet (będącego własnością skarbu państwa). Energinet planuje przejęcie dwóch pozostałych przedsiębiorstw dystrybucji gazu ziemnego (HMN i Nature Energy).

Przedsiębiorstwa energetyczne

- **OSP (Energinet)** - odpowiada za cały system przesyłu energii elektrycznej i zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii. Nie posiada własnych jednostek wytwórczych.
- **Producenci energii** - głównymi wytwórcami są elektrociepłownie oraz farmy wiatrowe. Elektrociepłownie scentralizowane są własnością Ørsted lub lokalnych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Elektrociepłownie zdecentralizowane są zazwyczaj własnością lokalnych przedsiębiorstw typu „multi-utility”.

5.6. Prawo kształtujące sektor ciepłowniczy

Ustawa dotycząca zaopatrzenia w ciepło

Ustawa dot. zaopatrzenia w ciepło z 1979 r. z późniejszymi zmianami jest fundamentem funkcjonowania i rozwoju sieci ciepłowniczych. Jej główne, od lat niezmiennie zasady to:

- Bezpieczeństwo dostaw energii
- Minimalizacja wpływu na środowisko
- Efektywność energetyczna
- Ograniczanie emisji CO₂.

Stabilność zapisów ustawy umożliwia realizację kapitałochłonnych inwestycji ciepłowniczych o długim okresie zwrotu. Zgodnie z dokumentem, rada miejska, we współpracy z przedsiębiorstwami użyteczności publicznej i innymi interesariuszami odpowiada za planowanie dostaw ciepła dla obszaru gminy.

Ogólne cele planowania dostaw ciepła:

- Promowanie ogrzewania przy najniższych kosztach społeczno-ekonomicznych
- Popieranie najbardziej przyjaznej dla środowiska formy ogrzewania
- Zmniejszenie zależności od dostaw ropy naftowej i innych paliw kopalnych.

Szczególnie znaczący wpływ na systemy ciepłownicze mają dwa rozporządzenia: rozporządzenie w sprawie zatwierdzania projektów ciepłowniczych² oraz rozporządzenie w sprawie przyłączy. Zgodnie z pierwszym z nich, gmina zatwierdza projekty dotyczące budowy lub rozbudowy systemów ciepłowniczych. **Jednym z podstawowych kryteriów oceny i akceptacji projektów jest wynik analizy społeczno-ekonomicznej.** W ramach ujednoliconej metody analizy przeprowadza się porównanie kosztów związanych z projektem i kosztów oddziaływania na społeczeństwo i środowisko. W efekcie analizy, władze lokalne akceptują projekt korzystniejszy z perspektywy społecznej i ekonomicznej.

Wymóg podłączenia do sieci ciepłowniczej

W niektórych regionach w Danii wymaga się przyłączenia budynków do sieci ciepłowniczej lub gazu ziemnego. Decyzję o obowiązkowym przyłączeniu podejmuje gmina. Nie zobowiązuje to wprawdzie lokatora do używania ciepła z systemów grzewczych, ale oznacza, że nawet nie korzystając z ciepła lokatorzy muszą płacić stałe opłaty związane z gotowością dostawy ciepła. W marcu 2018 r. rząd ogłosił, że chce znieść obowiązek przyłączenia w celu umożliwienia większej gry rynkowej alternatywnych źródeł zaopatrzenia w ciepło. Z kolei w obszarach ciepłowniczych, w których nie ma obowiązku przyłączenia, niektórzy dostawcy oferują rabaty na przyłączenie i niższe koszty energii w początkowym okresie, w celu uatrakcyjnienia swojej oferty i zwiększenia liczby odbiorców ciepła.

² BEK nr 825 af 24/06/2016"; w języku duńskim „Projektbekendtgørelsen”

Mechanizmy wsparcia kogeneracji

Podstawowy mechanizm wsparcia dla elektrociepłowni to opłata za moc (gotowość do pracy) wypłacana przez OSP. Opłaty otrzymują setki duńskich bloków kogeneracyjnych (większość z nich to niewielkie zakłady). Od 2019 r. system wsparcia oparty na opłatach za moc zakończy się.

W przypadku biomasowych jednostek kogeneracyjnych wypłaca się premię do ceny energii elektrycznej (ok. 20 EUR/MWh). Mechanizm wsparcia został zatwierdzony do maja 2019 r. Przewiduje się kontynuację tego systemu.

Przepisy budowlane

Przepisy budowlane mają duże znaczenie dla kierunków rozwoju systemów ciepłowniczych, gdyż wymuszają by instalacje grzewcze w istniejących lub nowych budynkach korzystały z paliw niekopalnych lub wykorzystywały ciepło sieciowe.

Ustawa dotycząca dostaw energii elektrycznej

Ustawę stosuje się przy planowaniu średnich i dużych elektrociepłowni, tj. zakładów o mocach powyżej 25 MWe.

31

5.7. Cena ciepła

Cena ciepła w Danii na tle Niemiec i Polski jest wysoka, lecz biorąc pod uwagę wysoką efektywność energetyczną i poziom zamożności, stanowi relatywnie mniejszy wydatek w budżecie przeciętnego gospodarstwa domowego w Danii.

Tab. 4. Średnia cena ciepła sieciowego dla odbiorcy, bez podatku VAT (w EUR/MWh)

Wskaźnik	Dania	Niemcy	Polska
Średnia cena ciepła sieciowego w 2015 r. (EUR/MWh)	80	74	50
Średni dochód netto (EUR)	31 518	23 476	6 393

Źródło: COWI

5.7.1. Kluczowe czynniki wpływające na ceny ciepła sieciowego w Danii

Efekt skali przedsiębiorstw ciepłowniczych

Ustawa ciepłownicza z 1979 r. wprowadziła obowiązek stworzenia krajowego planu rozwoju ciepłownictwa. Jednocześnie wprowadziła pojęcie „stref zasilania”, w ramach których władze gminne decydowały o rodzaju zasilania w ciepło (ciepło sieciowe lub indywidualne gazowe). Dodatkowo od lat 90. decyzjami administracyjnymi dokonywano zamiany ciepłowni w elektrociepłownie oraz zmiany paliwa z węgla i oleju na gaz i biomasę. W wyniku polityki władz lokalnych przedsiębiorstwa ciepłownicze zaczęły się intensywnie rozwijać, co pozwoliło na optymalizację kosztów wytwarzania ciepła.

Forma własności

Większość przedsiębiorstw ciepłowniczych jest własnością odbiorców ciepła (spółdzielnie) lub władz gminnych. Pozwala to na transparentne prowadzenie działalności i kontrolę kosztów.

Formuła kosztowa - non profit

32

Przedsiębiorstwa ciepłownicze mają prawo do zwrotu wszystkich poniesionych kosztów (w tym kosztów kapitałowych), ale bez prawa do generowania zysków. Ewentualny zysk jest reinwestowany w rozwój lub poprawę efektywności. Dodatkowe przychody (nadwyżki finansowe) ze sprzedaży energii elektrycznej pomniejszają cenę ciepła w kolejnym okresie rozliczeniowym (lub zwiększają, jeżeli elektrociepłownia generuje straty np. w wyniku ujemnych cen na giełdzie energii).

System taryfowy, dzięki udziałowi opłaty stałej na poziomie 25-30% (reszta to opłata zmienna), pozwala na spłatę pożyczek zaciąganych na odtworzenie i modernizację majątku. W Danii regulator nie zatwierdza taryf na ciepło. Sprawdza je jedynie w sytuacji sporów. Ważnym zadaniem regulatora jest prowadzenie analiz i wyznaczanie benchmarków do stosowania w podmiotach ciepłowniczych.

Niskie koszty kapitałowe

Przedsiębiorstwa ciepłownicze będące własnością gminy cieszą się wysoką wiarygodnością kredytową, co znacząco obniża koszt zaciąganych pożyczek. Ponadto funkcjonujące na rynku finansowym banki założone przez gminy oferują wieloletnie kredyty inwestycyjne o bardzo niskim oprocentowaniu (jak kredyty hipoteczne).

Minimalizacja kosztów społecznych

Władze gminne aprobuje jedynie te projekty, które charakteryzują się najlepszymi efektami społeczno-ekonomicznymi. Najczęściej ciepło sieciowe jest właśnie tą najtańszą opcją.

Mechanizmy wsparcia

Wsparcie inwestycyjne dla biomasowych ciepłowni i elektrociepłowni (od 1981 r.), dla energii z kogeneracji (od 1984 r.), wsparcie dla rozbudowy sieci ciepłowniczych (od 1994 r.) pozwoliły na utrzymanie ceny ciepła sieciowego dla odbiorców na konkurencyjnym poziomie.

Wyższy podatek (od 1977 r.) na paliwa kopalne (gaz, węgiel, olej) oraz podatek węglowy od emisji CO₂ (od 1992) spowodowały, że ciepło z indywidualnych źródeł zużywających paliwa kopalne było droższe od ciepła sieciowego, co pośrednio przyczyniło się do rozwoju systemów ciepłowniczych i obniżki kosztów.

W Danii nie istnieją systemy ciepłownicze bez akumulatorów ciepła. Jego posiadanie pozwala jednostkom kogeneracyjnym na bilansowanie rynku energii i czerpanie z tego tytułu dodatkowych korzyści finansowych, które obniżają cenę ciepła.

Fundusze na modernizację sektora energii „krążą w obiegu zamkniętym”

Subsydia na rozwój systemów ciepłowniczych i kogeneracji czy OZE pochodzą przede wszystkim z tzw. podatków węglowych, a więc są neutralne dla budżetu państwa.

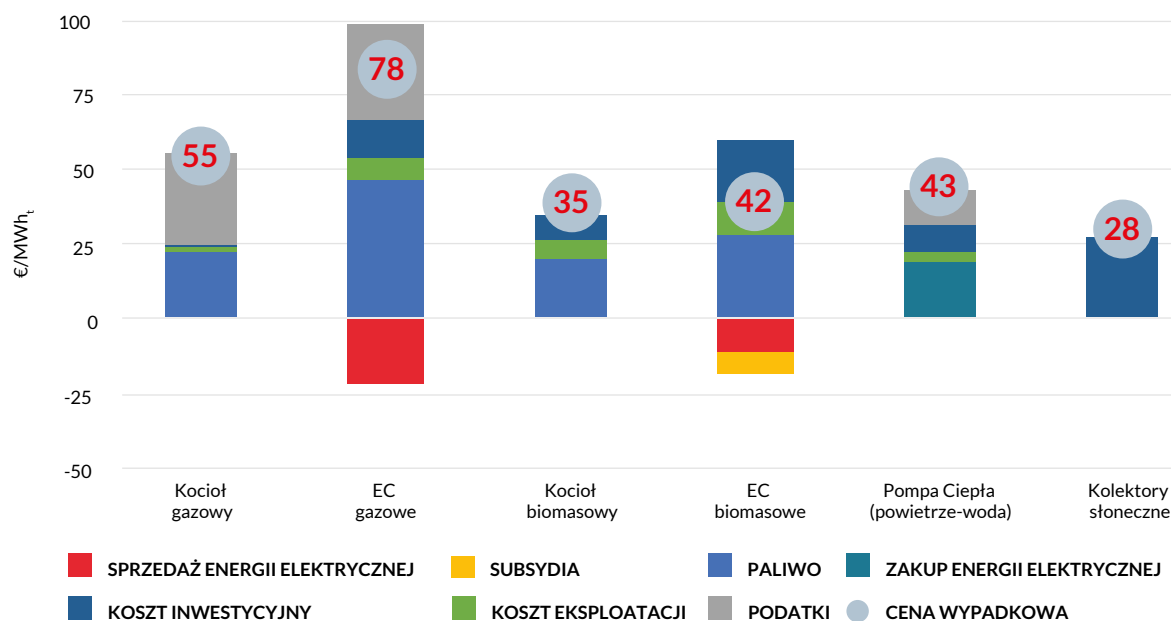
Pozyskane tą drogą środki są praktycznie w całości reinwestowane w przedsięwzięcia ograniczające zużycie paliw kopalnych. Ta wewnętrzna cyrkulacja pieniądza będzie trwała do dnia, kiedy zostanie spalona ostatnia tona paliwa kopalnego.

Podobnym rozwiązaniem w Polsce mogłoby być zagospodarowanie wpływów z uprawnień do emisji CO₂.

33

Koszt produkcji ciepła sieciowego

Wykres na rysunku 19 obrazuje strukturę kosztów produkcji ciepła w różnych technologiach. Jak widać, polityka podatkowa państwa silnie wpływa na zróżnicowanie cen dla odbiorców końcowych, zniechęcając do dalszego wykorzystywania gazu do ogrzewania.

Rys. 19. Struktura kosztów ciepła z różnych źródeł wytwórczych³.

Źródło: COWI

34

Najniższe są ceny ciepła z kotłów na biomasę i źródeł solarnych. Cena ciepła ze źródeł słonecznych zależy niemal wyłącznie od kosztów inwestycyjnych (koszty zmienne są znikome). Jednak chcąc wyliczyć prawdziwą cenę ciepła solarne dla odbiorcy należy dodać koszty budowy akumulatora ciepła oraz koszty dodatkowego źródła ciepła np. kotła na biomasę (co jest często praktykowane).

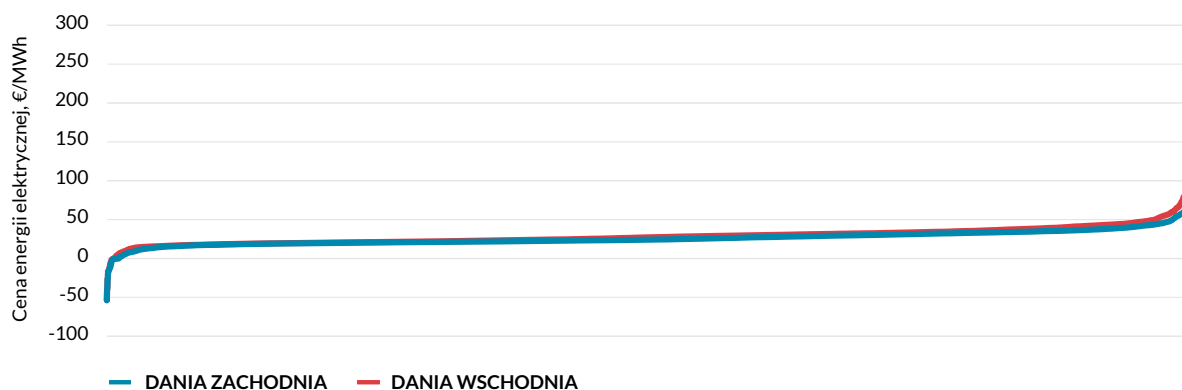
Pompa ciepła też może stanowić atrakcyjne źródło zasilania, ale będzie to uzależnione od polityki państwa i przyszłych podatków nakładanych na energię elektryczną dla celów grzewczych.

Wysokie podatki na energię elektryczną w Danii powodują, iż cena ciepła z niej wytworzonego nie jest najbardziej atrakcyjna (szczególnie w przypadku kotła elektrycznego). Ostatnio duński rząd zaproponował zmniejszenie podatku na energię elektryczną wykorzystywaną do celów ogrzewania o ok. 20 EUR/MWh, co obniży koszty produkcji ciepła o ok. 6 EUR/MWh, sprawiając, że pompy ciepła będą w stanie konkurować z instalacjami na biomasę.

Najwyżej plasuje się cena ciepła z gazowych jednostek kogeneracyjnych. Bez systemu dopłat od 2019 r. oraz przy niskich cenach energii elektrycznej, nie jest ona konkurencyjna w stosunku do innych źródeł. Przy cenie energii elektrycznej wyższej niż 37 EUR/MWh, kogeneracja może stać się atrakcyjniejszą opcją (warto dodać, że w roku 2017 hurtowa cena energii elektrycznej przekraczała 37 EUR/MWh zaledwie przez ok. 1000 godzin).

³ Kropka na wykresie pokazuje cenę wynikową (koszt minus dochód z uwzględnieniem podatków i dotacji). Koszt stały „uzmienniono” dla czasu pracy = 5 tys. godz. /rok. Przyjęta cena energii elektrycznej wynosi 27 EUR/MWh.

Rys. 20. Wykres uporządkowany hurtowych cen energii elektrycznej w Danii

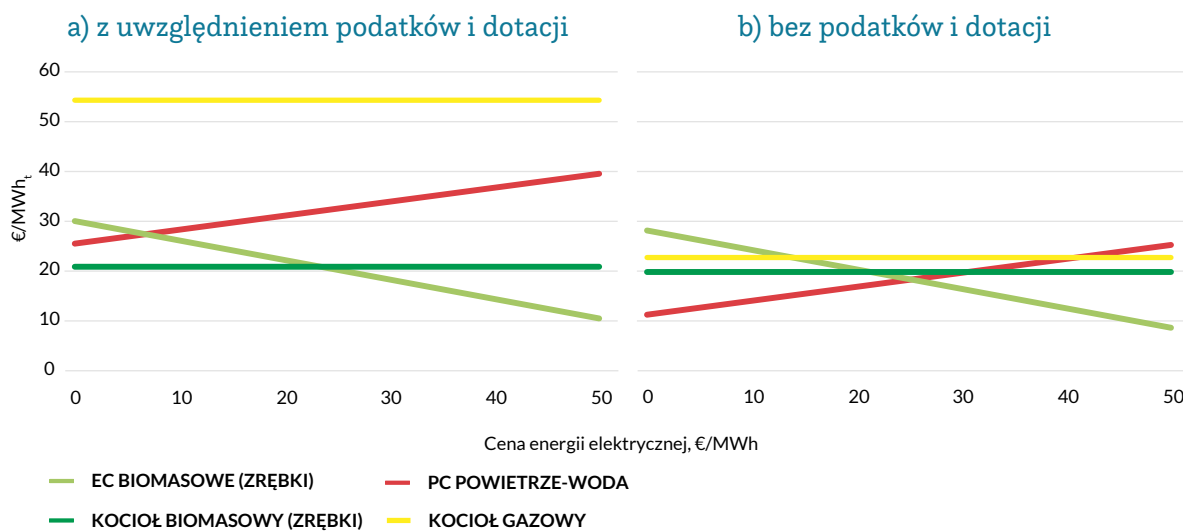


Źródło: Energinet

W związku z dużą dynamiką dobowych zmian cen energii elektrycznej w duńskich przedsiębiorstwach ciepłowniczych najczęściej buduje się nie tylko jednostki kogeneracyjne, ale również źródła wytwórcze wykorzystujące energię elektryczną do produkcji ciepła (tzw. Power-to-Heat). W zależności od poziomu hurtowej ceny energii elektrycznej uruchamiane są te źródła, które zapewniają najniższe koszty zmienne ciepła. Kolejny wykres przedstawia wrażliwość kosztów zmiennych różnych źródeł na zmiany ceny energii elektrycznej, z jednoczesnym uwzględnieniem wpływu podatków.

35

Rys. 21. Zmienny koszt produkcji ciepła w funkcji zmian cen energii elektrycznej



Wyliczenia dla czasu wykorzystania mocy równego 5 tys. godz./rok.

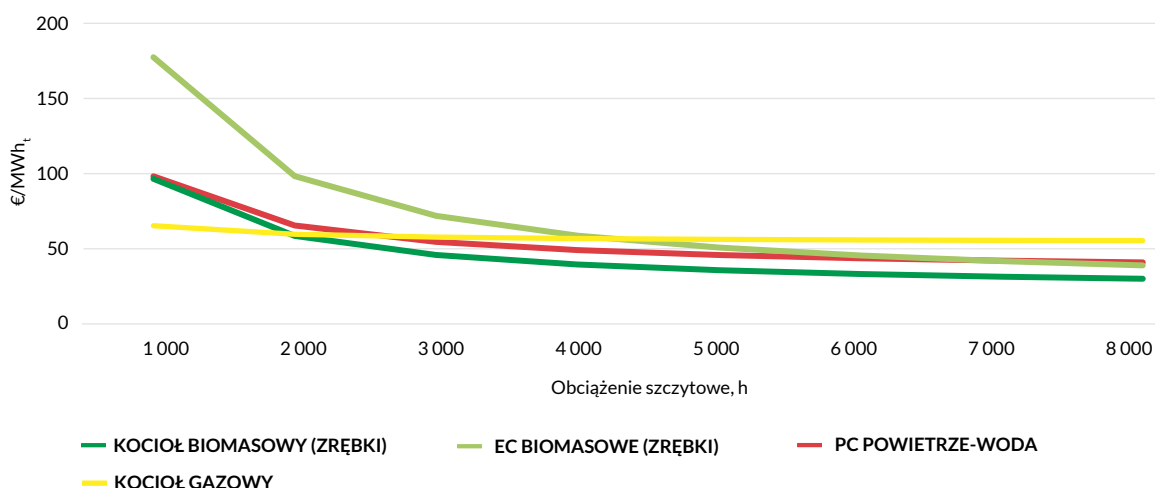
Źródło: COWI

Jak widać z wykresu „a”, gdy wzrasta hurtowa cena energii elektrycznej, to równocześnie maleje cena ciepła z elektrociepłowni na biomasę, by po przekroczeniu progu 22 EUR/MWh stać najtańszym źródłem. I odwrotnie, jeżeli hurtowa cena energii elektrycznej spadnie poniżej 8 EUR/MWh, to koszt produkcji ciepła

w kogeneracji staje się wyższy niż w pompie ciepła. Jak wspomnieliśmy wcześniej, rząd zmniejszył o 50% opodatkowanie energii elektrycznej zasilającej pompy ciepła (w porównaniu z podatkiem nakładanym na energię elektryczną do innych celów). Oczekuje się, że chcąc realizować strategię rozwoju pomp ciepła podatek będzie dalej obniżany, co przyczyni się do wzrostu konkurencyjności pomp wobec instalacji biomasowych. Na wykresie „b”, na którym pokazano ceny ciepła bez podatków i dotacji, widać, że pompa ciepła staje najtańszą opcją gdy hurtowa cena energii elektrycznej spada poniżej 25 EUR/MWh. Z kolei najdroższą opcją pozostaje ciągle kocioł na gaz.

Dla pełnego obrazu należy jeszcze spojrzeć (rys. 22) na poziom cen ciepła w zależności od czasu pracy jednostek wytwórczych z pełną mocą i z uwzględnieniem, podatków, kosztów stałych, czyli kosztów kapitałowych i nakładów inwestycyjnych (przeliczonych na koszt roczny z uwzględnieniem okresu żywotności jednostki wytwórczej).

Rys. 22. Cena ciepła wraz z kosztami stałymi oraz z podatkami i dotacjami.



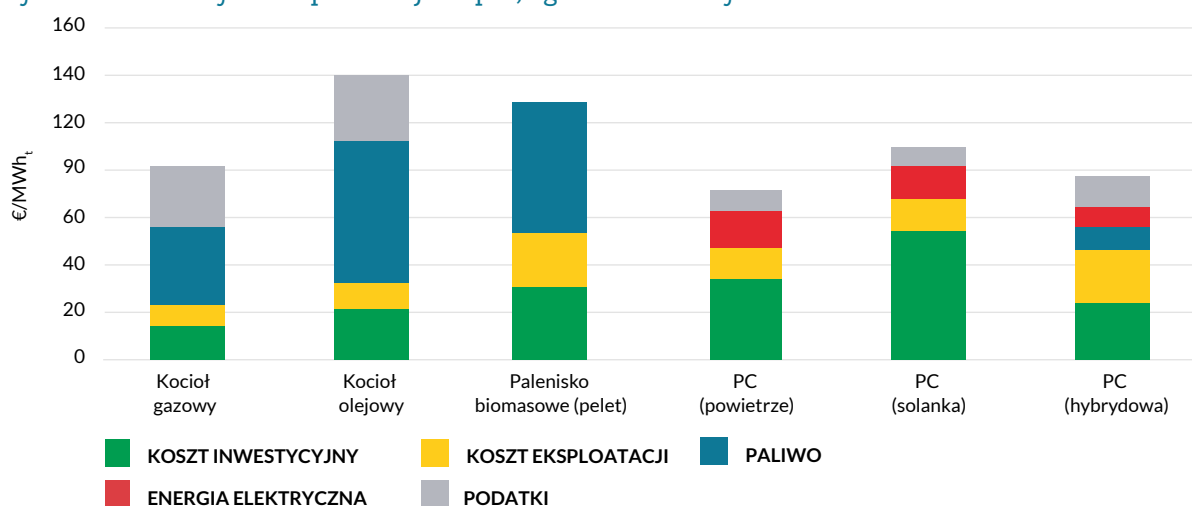
Źródło: COWI

Im większa liczba godzin pracy z pełnym obciążeniem, tym niższa cena ciepła, ze względu na mniejszy udział kosztu stałego w strumieniu energii. Nakłady inwestycyjne na kotły gazowe są niskie, wobec czego liczba godzin pracy z pełnym obciążeniem nie ma wielkiego znaczenia, tak jak w przypadku innych instalacji. Od nowych, kapitałochłonnych jednostek oczekuje się, że będą pracowały z pełnym obciążeniem co najmniej 4 – 5 tys. godz./rok, co w praktyce zdarza się jedynie elektrociepłowni na biomasę (co pozwoli tej jednostce wytworzyć ciepło w konkurencyjnej cenie wobec kotła gazowego). Jednakże, biorąc pod uwagę oczekiwane zmniejszenie opodatkowania energii elektrycznej do celów ogrzewania, przewiduje się, że pompy ciepła staną się konkurencyjne i popularne, szczególnie w niewielkich przedsiębiorstwach ciepłowniczych. Jednostki biomasowe jeszcze przez wiele lat będą atrakcyjnym cenowo źródłem ciepła, ale należy pamiętać, że biomasę zaczyna być traktowana w Danii jako paliwo przejściowe używane do czasu wprowadzenia do ciepłownictwa bardziej neutralnych środowiskowo OZE.

Ogrzewanie indywidualne

W Danii jako źródło zasilania indywidualnych budynków stosuje się kotły na pelet, kotły gazowe oraz kotły olejowe. Zgodnie z polityką ograniczania wykorzystywania paliw kopalnych dla celów grzewczych, dwie ostatnie technologie są stopniowo eliminowane drogą nakazów administracyjnych bądź podatków nakładanych na gaz i olej. Od niedawna stosuje się zachętę w postaci ograniczenia opodatkowania energii elektrycznej wykorzystywanej do celów grzewczych (o czym pisaliśmy wcześniej). Jak widać na rysunku 23, w przypadku ogrzewania indywidualnych gospodarstw domowych, które nie mogą być przyłączone do sieci ciepłowniczej, najkorzystniej wypada ogrzewanie przy pomocy pomp ciepła. Jest to dość nowa sytuacja, wynikająca z rozwoju technologii i spadku nakładów inwestycyjnych oraz ograniczenia podatków. Oczekuje się, że zastosowane zachęty i bodźce przyczynią się do wzrostu liczby wykorzystywanych pomp ciepła. Równocześnie prowadzona jest dyskusja na temat wpływu na środowisko wykorzystania biomasy (peletów) w kotłach w pojedynczych budynkach.

Rys. 23. Całkowity koszt produkcji ciepła, ogrzewanie indywidualne⁴



37

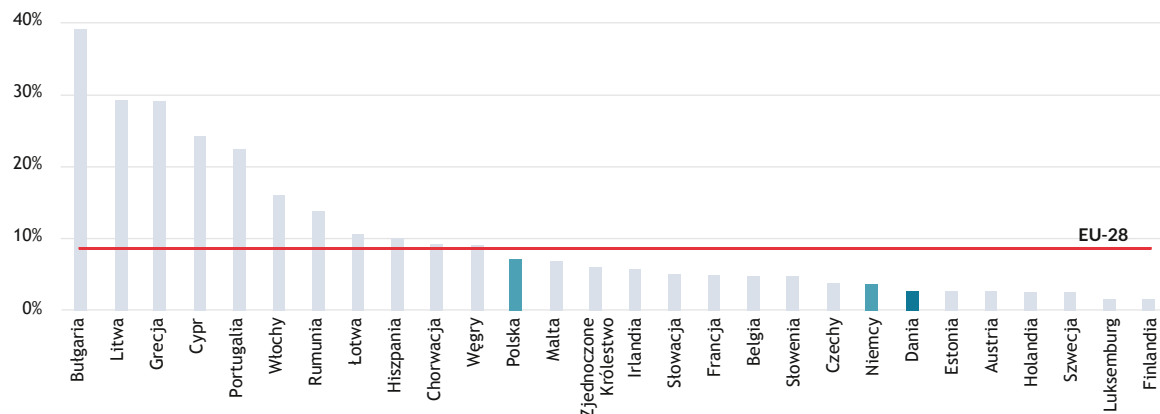
Źródło: COWI.

5.8. Wsparcie odbiorców wrażliwych

Dania, zgodnie z statystykami EU, należy do krajów o relatywnie niskim procencie osób dotkniętych ubóstwem energetycznym. Zjawisko to jednak istnieje, a problem jest dostrzegany i podejmowane są działania zaradcze.

⁴ Wyliczenie dla 18 MWh rocznego zużycia energii cieplnej; koszt stały rozłożony na okres 20 lat)

Rys. 24. Udział osób w społeczeństwie, które nie mogą utrzymać satysfakcjonującej temperatury mieszkania

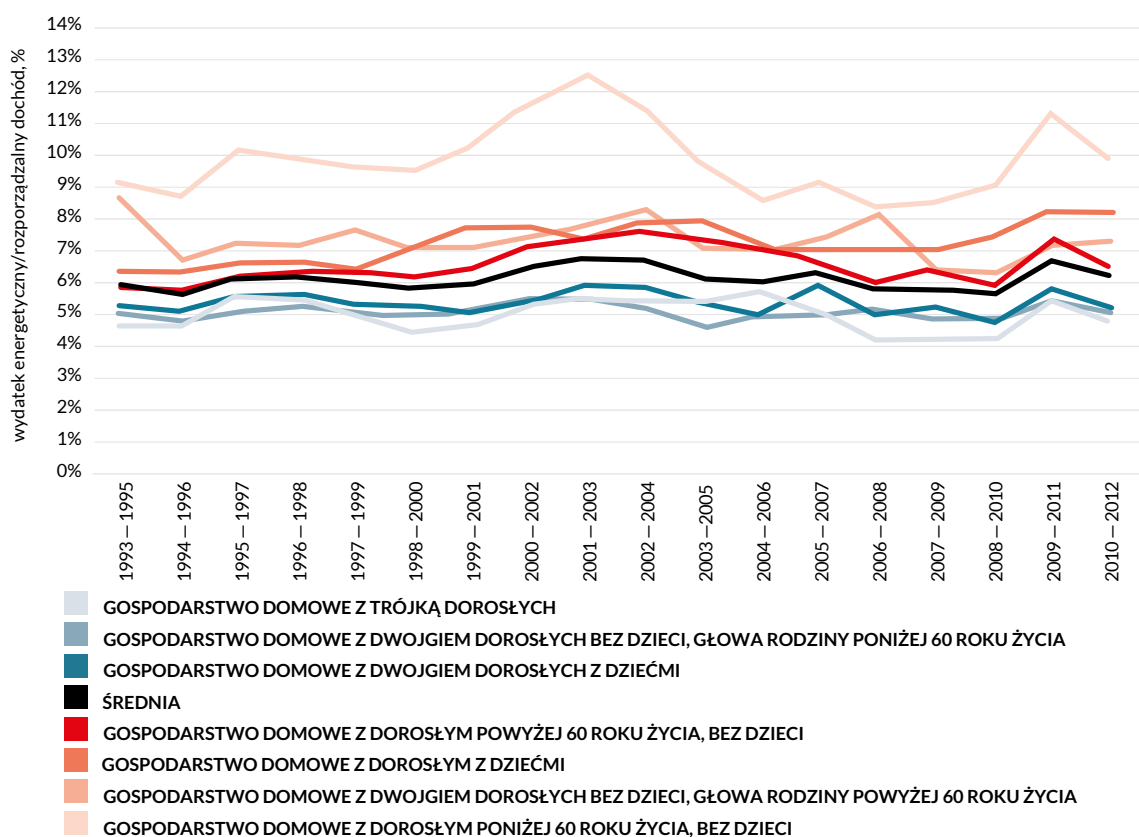


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostat, 2016.

Postępująca liberalizacja rynku energii, dynamika zmian cen, wzrost cen surowców powodują, że w niektórych grupach społecznych udział wydatków związanych z energią w budżecie domowym zaczyna być znacząco wyższy od średniej krajowej oscylującej pomiędzy 5% a 6% (rys. 24).

38

Rys. 25. Udział wydatków na energię w budżecie domowym w różnych grupach społecznych



Źródło: Energy poverty in Denmark, Aalborg University

Ważnym elementem walki z ubóstwem energetycznym jest doradztwo w zakresie oszczędzania energii. Większość przedsiębiorstw ciepłowniczych oferuje swoim odbiorcom darmową usługę optymalizacji energetycznej. Obejmuje to wizytę doradcy w mieszkaniu w celu oceny instalacji grzewczej oraz poradę na temat jej lepszego wykorzystania. Takie działanie leży także w interesie przedsiębiorstwa ciepłowniczego, gdyż pozwala na zoptymalizowanie pracy sieci ciepłowniczej. Korzyść jest zatem obustronna.

W Danii do odbiorców wrażliwych skierowano liczne programy redukcji kosztów ciepła, w tym m.in.:

- Dofinansowanie termomodernizacji domów – dla emerytów oraz osób o niskich przychodach
- Dotacje dla posiadaczy kotłów olejowych i opalanych drewnem jako zachęta do zmiany na czyste i wydajniejsze rozwiązanie grzewcze
- Możliwość wzięcia pomp ciepła w leasing zamiast ich zakupu.

Doświadczenia pokazują, że programy te odniosły sukces, mierzony również liczbą chętnych do pozbycia się starych niewydajnych urządzeń grzewczych. Obecnie pięć duńskich przedsiębiorstw oferujących pompy ciepła otrzymuje dotacje na wypróbowanie metody leasingu pomp.

5.9. Podsumowanie

- Polityka energetyczna Danii, uzgodniona pomiędzy wszystkimi ugrupowaniami politycznymi, zmierza do całkowitego uniezależnienia kraju od importu paliw kopalnych do 2050 roku.
- Konsekwentna realizacja założeń polityki energetycznej oraz wprowadzenie efektywnych mechanizmów wsparcia doprowadziły w krótkim okresie czasu (1980 – 2005) do całkowitego przeobrażenia sektora energetycznego Danii. Przyjęty model rozproszenia bazy wytwórczej zaowocował powstaniem ponad czterystu małych elektrociepłowni rozlokowanych równomiernie na terenie całego kraju.
- Kontynuowana transformacja sektora energetycznego zmierza do całkowitego zastąpienia węgla biomasą w elektrociepłowniach oraz do dalszego rozwoju farm wiatrowych. Jednostki te, wsparte źródłami fotowoltaicznymi, będą docelowo stanowiły bazę wytwórczą systemu energetycznego.
- Ze względu na decyzję o odchodzeniu od paliw kopalnych zdecydowano o zakończeniu mechanizmów wsparcia dla kogeneracyjnych jednostek węglowych i gazowych. Istniejące jednostki węglowe przebudowywane są obecnie na biomasowe. Jednostki gazowe funkcjonują głównie jako jednostki bilansujące system energetyczny, generując przychody ze sprzedaży energii elektrycznej w szczytach zapotrzebowania i wysokich cen hurtowych. Średni czas wykorzystania mocy (czas pracy z pełną mocą) gazowych jednostek kogeneracyjnych spadł poniżej 1000 godzin w roku.
- Duński system energetyczny zachowuje stabilność pracy przy udziale energii z farm wiatrowych w całkowitym zużyciu, sięgającym ponad 50%. Elektrociepłownie wyposażone w elastyczne jednostki

kogeneracyjne, akumulatory ciepła, kotły elektryczne lub pompy ciepła efektywnie stabilizują pracę systemu elektroenergetycznego.

- W Danii trwa ciągły proces obniżania temperatury wody sieciowej. Przejście do systemów niskotemperaturowych 4G i 5G umożliwi efektywne wykorzystanie zasobów energii odnawialnej (słonecznej i wiatrowej) oraz energii odpadowej (z przemysłu, klimatyzacji itp.).
- Mechanizmy wsparcia i polityka podatkowa, pierwotnie dedykowane kogeneracji i wykorzystaniu biomasy, obecnie coraz silniej zachęcają do wykorzystania energii elektrycznej do celów grzewczych i jednocześnie zniechęcają do używania paliw kopalnych.
- Strategia wykorzystania biomasy zakłada spalanie peletów w dużych jednostkach kogeneracyjnych, natomiast w małych elektrociepłowniach i ciepłowniach wykorzystuje się biomasę lokalną, najczęściej słomę.
- Proces planowania zaopatrzenia w ciepło charakteryzuje się dużą transparentnością dzięki konsultacjom społecznym. Kluczowym elementem w procesie wydawania decyzji na realizację projektów ciepłowniczych jest analiza kosztów społeczno-ekonomicznych przedsięwzięcia inwestycyjnego (która uwzględnia koszty środowiskowe). Procedura wydawania pozwolenia na realizację inwestycji wymaga porównania kosztów zewnętrznych co najmniej dwóch koncepcji alternatywnych. Władze lokalne akceptują projekt korzystniejszy z perspektywy kosztów społecznych.

40

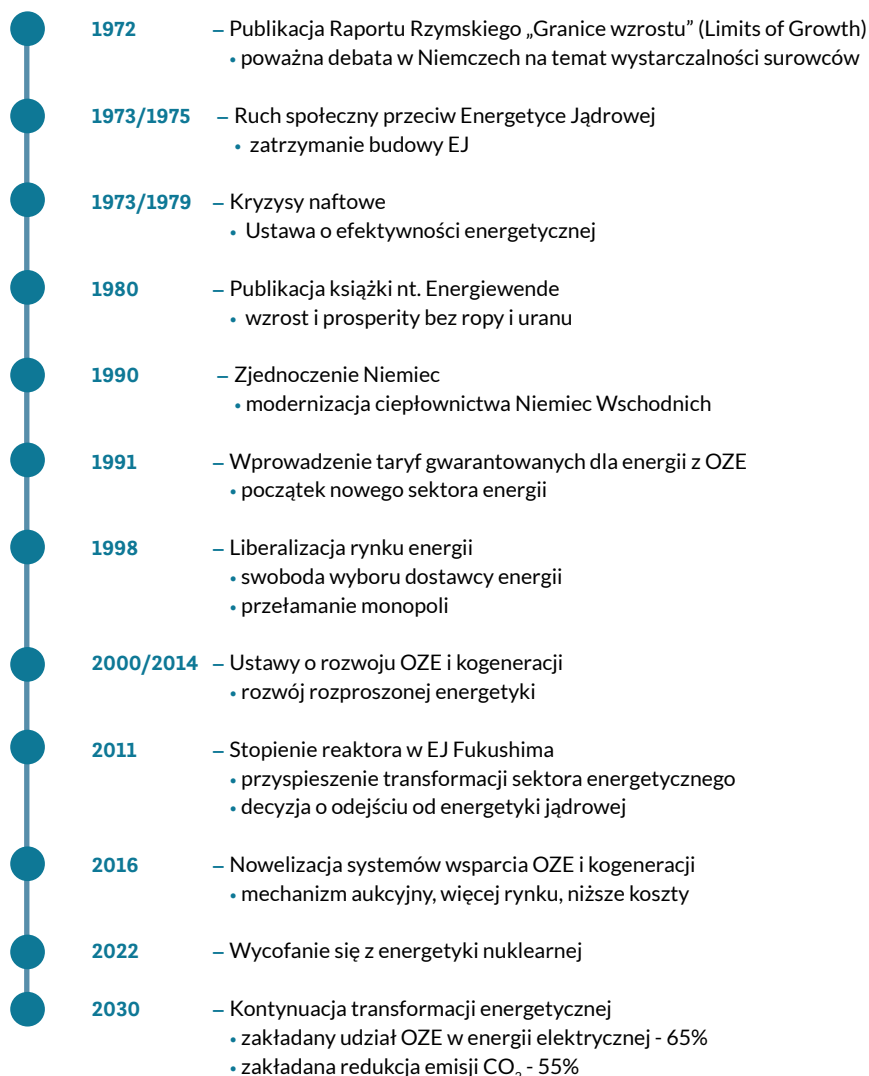
6. Niemcy

6.1. Historia przemian sektora energii

Kryzysy naftowe i rosnący opór wobec energetyki jądrowej to dwa motory napędzające niemiecką transformację sektora energii. Silne protesty społeczne doprowadziły do zatrzymania budowy elektrowni jądrowej w Wyhl w 1973 r. Wstrzymanie rozwoju energetyki jądrowej w połączeniu z dwoma kryzysami naftowymi stało się silnym bodźcem do szukania alternatywnych ścieżek rozwoju sektora i przemysłu związanego z energetyką. Dodatkowo lata 70. i 80. XX w. to okres gorącej debaty o wpływie przemysłu i energetyki na stan środowiska. Społeczeństwo wymusiło zmianę przyjętego kierunku działania w energetyce i akceptacja społeczna dla obranej przed ćwierćwieczem drogi jest nadal wysoka.

Przełomowe etapy transformacji energetycznej przedstawia poniższy rysunek.

Rys. 26. Kluczowe etapy rozwoju sektora energii w Niemczech



41

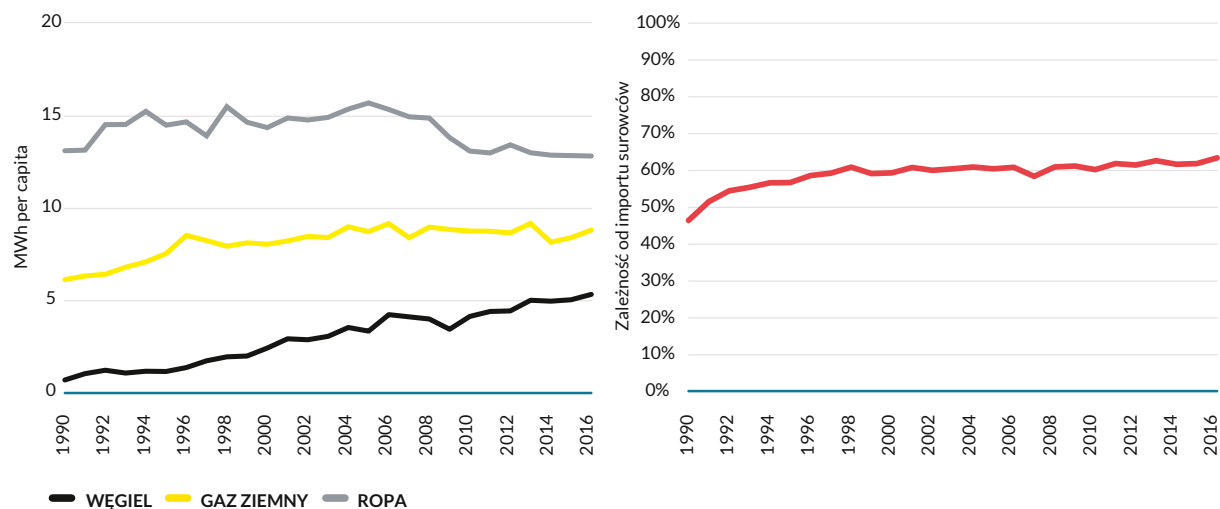
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych COWI

6.2. Bilans otwarcia

W rozdziale przedstawiamy najważniejsze zmiany, jakie zachodziły w ostatnich 30 latach w sektorze energetycznym, a w szczególności w ciepłownictwie w Niemczech.

Niemcy są krajem silnie uzależnionym od importu paliw dla energetyki, ciepłownictwa oraz całej gospodarki. W 2016 r. zależność od importu energii pierwotnej wynosiła 63,5% i była o 10 punktów procentowych większa od średniej UE w 2016. Dążąc do mniejszego uzależnienia surowcowego, jak również pamiętając doświadczenia kryzysów naftowych, Niemcy od lat 70. XX w. konsekwentnie realizują modernizację sektora energii i zaopatrzenia w ciepło. Dążąc do zmniejszenia uzależnienia od importu podstawowych surowców energetycznych, zdecydowano się na intensywny rozwój OZE.

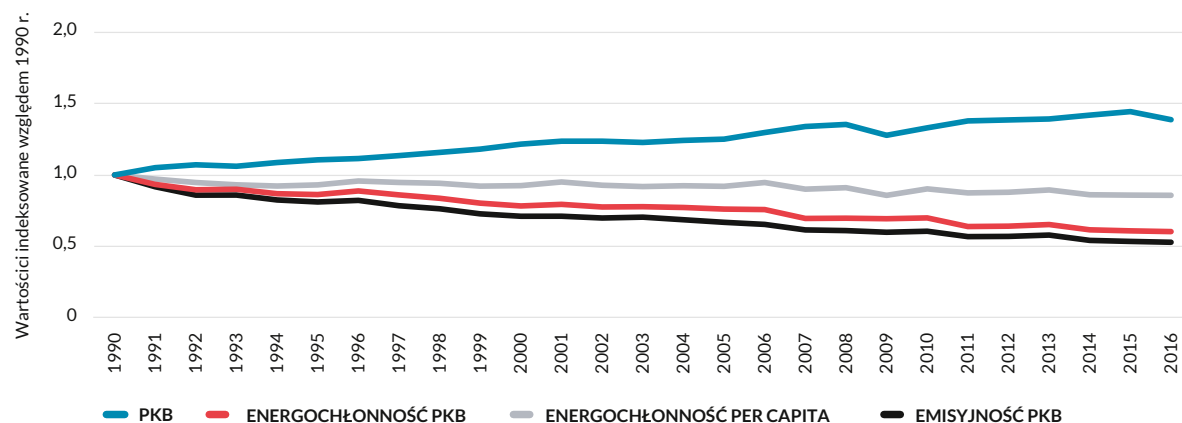
Rys. 27. Import netto węgla, ropy i gazu ziemnego na mieszkańca oraz poziom zależności importowej netto Niemiec.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych DG ENER Komisji Europejskiej

Wykresy na rysunku 28 wskazują, że realizacja celów polityki poprawy efektywności energetycznej gospodarki przynosi powoli rezultaty w postaci spadku energochłonności PKB i ilości energii pierwotnej zużywanej w przeliczeniu na mieszkańca Niemiec.

Rys. 28. Energochłonność PKB oraz zużycie energii pierwotnej na mieszkańca⁵.

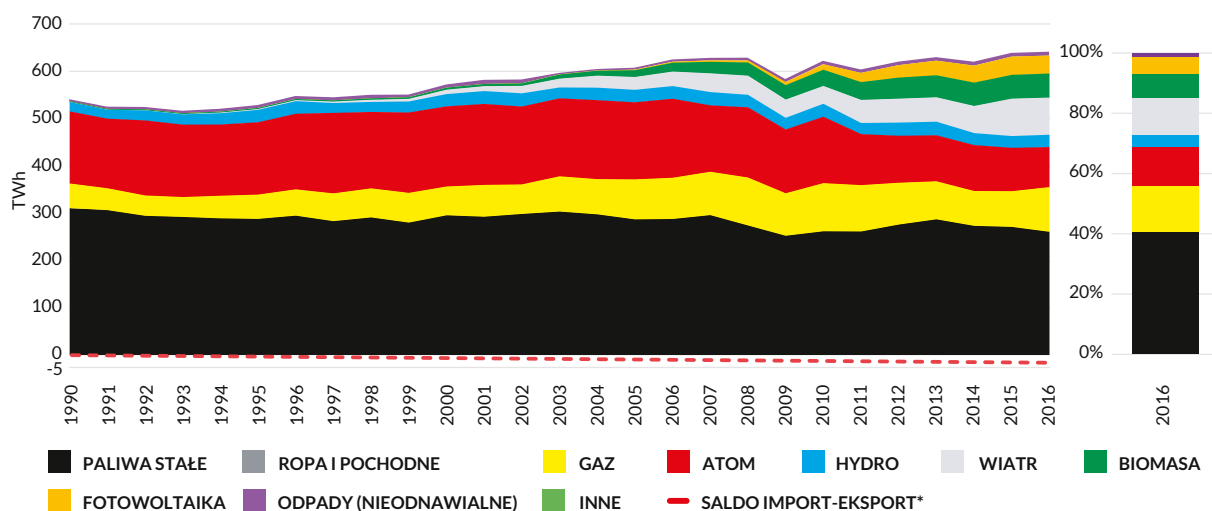


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych DG ENER Komisji Europejskiej

Kolejny wykres przedstawia produkcję energii elektrycznej według rodzaju paliw i technologii. Widać na nim efekty modernizacji energetyki. Objawiają się systematycznym wzrostem udziału energii z OZE, które zastępują wycofywane elektrownie jądrowe (z których ostatnia zakończy pracę w 2022 r). W związku z dobrą koniunkturą gospodarczą i rosnącym popytem na energię elektryczną, praca elektrowni węglowych praktycznie od lat pozostaje na niezmiennym poziomie, co wywołuje słowa krytyki dotyczącej skuteczności mechanizmów transformacji energetycznej.

5 Obejmuje paliwa (takie same jak w produkcji energii pierwotnej) oraz energię elektryczną i ciepło.

Rysunek 29. Produkcja energii elektrycznej w podziale na źródła oraz struktura produkcji energii w 2016 r. ⁶

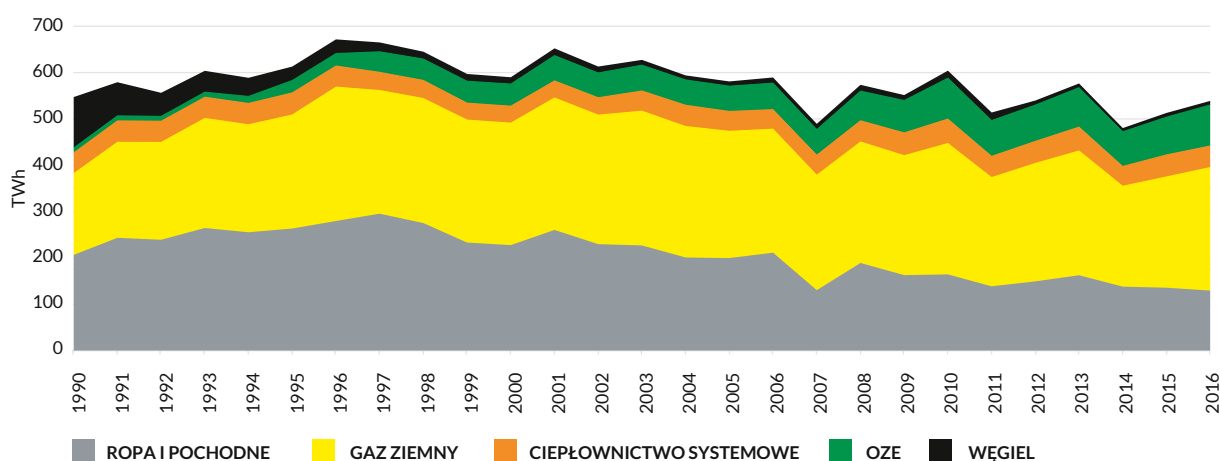


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych DG ENER Komisji Europejskiej

Poziom zużycia energii w gospodarstwach domowych w Niemczech (bez energii elektrycznej) przedstawiono na rysunku 30. Jak widać, spada wykorzystanie ropy na rzecz OZE oraz stopniowo maleje zużycie energii finalnej. Węgiel został niemal w całości wycofany z ciepłownictwa.

43

Rys. 30. Zużycie energii finalnej (bez zużycia energii elektrycznej) w gospodarstwach domowych w podziale na rodzaje źródeł energii.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych AGEBA

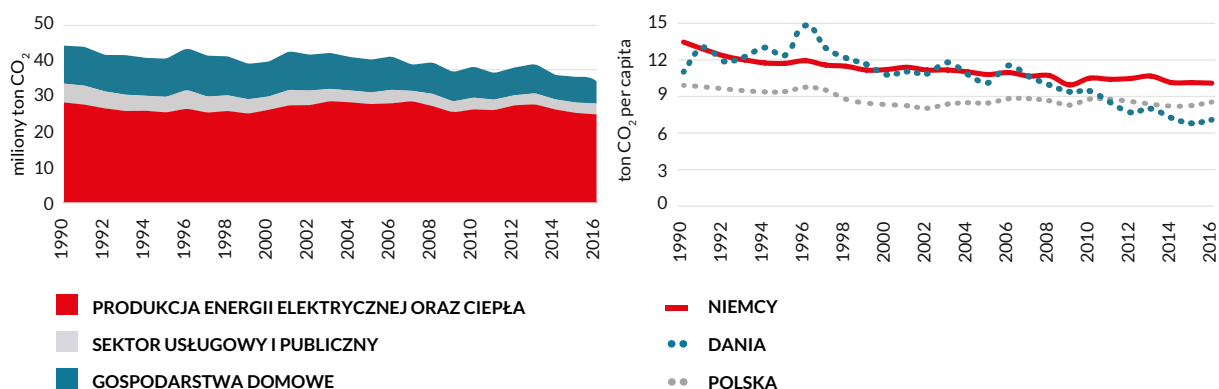
⁶ Ujemne oznacza przewagę eksportu

Redukcja emisji gazów cieplarnianych

W odróżnieniu od Danii, w której intensywnie rozwija się sieci ciepłownicze, w Niemczech poprawę jakości powietrza osiągnięto dzięki rozwinięciu rozległej sieci gazu ziemnego i ograniczeniu spalania węgla w miastach, szczególnie w indywidualnych budynkach.

Nastąpił spadek emisji CO₂, dzięki rozwojowi energetyki wiatrowej i solarnej oraz wykorzystaniu biomasy. Biomasa zużywa się w jednostkach kogeneracyjnych małej mocy pracujących głównie w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego (baseload). Natomiast zmienne źródła OZE (fotowoltaiczne i wiatrowe) są bilansowane przez konwencjonalne jednostki wytwórcze.

Rys. 31. Zmiany emisji CO₂ z sektora energetycznego, ciepła i usług.



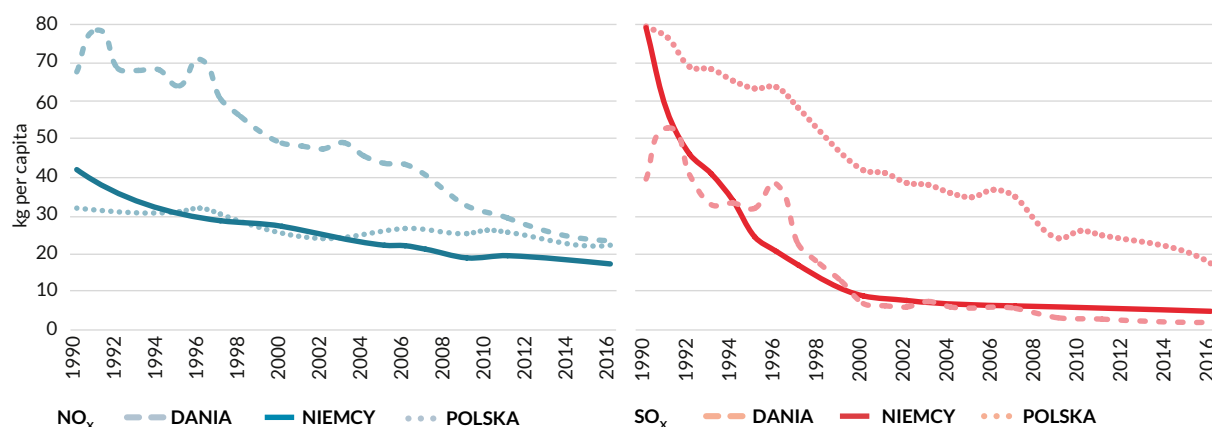
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych DG ENER Komisji Europejskiej

Realizując zobowiązania klimatyczne w Niemczech niezmiennie dąży się do wzrostu mocy zainstalowanych w OZE. Wspieranym i rozwijanym obecnie kierunkiem działań jest wykorzystanie ciepłownictwa jako swego magazynu energii i stabilizatora systemu elektroenergetycznego. Dzięki możliwości elastycznego wykorzystania pomp ciepła i kotłów elektrycznych lub jednostek kogeneracyjnych w zależności od bieżących potrzeb systemu elektroenergetycznego, ciepłownictwo oferuje usługi bilansowania.

Redukcja tlenków azotu i tlenków siarki

Prawie 60% redukcja emisji tlenków azotu, do której doszło w ostatnich latach, to efekt zmniejszenia emisji w transporcie samochodowym oraz energetyce i ciepłownictwie. Jest to skutek wdrażania europejskich regulacji i wprowadzania coraz bardziej restrykcyjnych norm. Spadek emisji SO_x to przede wszystkim wynik działań podjętych po zjednoczeniu Niemiec, które doprowadziły do znaczącego obniżenia liczby kotłowni oraz niewielkich pieców opalanych węglem brunatnym. Poprawa efektywności energetycznej w budynkach oraz rozbudowa systemów ciepłowniczych doprowadziły do ogólnej poprawy jakości powietrza szczególnie we wschodniej części kraju (mając na uwadze początkowy poziom zanieczyszczeń).

Rysunek 32. Emisja NO_x i SO_x per capita w Niemczech.

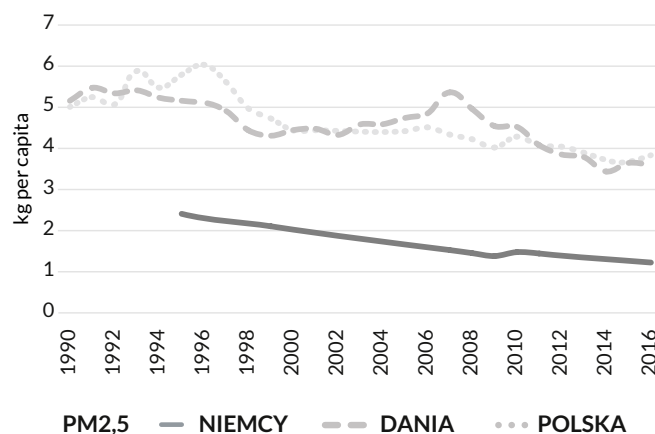


Źródło: opracowanie własne na podstawie danych DG ENER Komisji Europejskiej

Ograniczenie emisji drobnego pyłu zawieszonego (PM)

Niski poziom emisji PM 2,5 (o ok. 65% niższy niż w Danii w 2016 r.) jest w dużej mierze efektem modernizacji energetyki i ciepłownictwa. W 1993 r. znacząco zaostrzono dopuszczalne limity emisji tlenków siarki. Elektrownie na węgiel kamienny i brunatny mogły spełnić te normy budując wysokosprawne instalacje odsiarczania spalin. Jednostki nie mogące spełnić restrykcyjnych limitów zostały zamknięte. W efekcie przeprowadzonych modernizacji poprawiła się jakość powietrza i spadły emisje PM. Dodatkowym powodem zmniejszenia zanieczyszczania drobnymi pyłami jest wzrost użycia gazu do ogrzewania indywidualnych budynków, na rzecz wycofywania biomasy (w przeciwieństwie do Danii, w której nadal zainstalowanych jest 800 tys. pieców na biomasę, choć ta liczba spada).

Rys. 33. Emisja pyłu zawieszonego per capita w Niemczech.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych DG ENER Komisji Europejskiej

6.3. Sektor zaopatrzenia w ciepło

W Niemczech istnieje około 340 przedsiębiorstw dostarczających energię ciepłą za pomocą sieci ciepłowniczych. Spotyka się zróżnicowane formy właścicielskie. Głównie są to przedsiębiorstwa będące (w całości lub w części) własnością gmin, ale również przedsiębiorstwa prywatne sprywatyzowane w okresie liberalizacji rynku energii, w latach 90. XX w.

W celu zapewnienia ochrony odbiorców oraz stałej i wysokiej jakości usług wszyscy dostawcy ciepła sieciowego w Niemczech podlegają przepisom rozporządzenia w sprawie ogólnych warunków zaopatrzenia w ciepło. Gmina może wymagać od inwestorów, aby na danym obszarze do celów grzewczych korzystali z sieci ciepłowniczej.

Nadal w 50% budynków indywidualnych korzysta się z kotłów gazowych, jednak w ostatnich latach widać wzrost wykorzystania pomp ciepła, ciepła systemowego i biomasy.

Wykorzystanie ciepła z OZE w budynkach

W 64,6% ze 110 tys. nowych budynków mieszkalnych ukończonych w 2017 r. wykorzystuje się OZE, a w 43,3% nowych budynków instalacje OZE stanowią podstawowe źródło energii.

Ciepło sieciowe - podstawowe liczby:

- 21 300 km - długość sieci ciepłowniczej
- 9% - udział ciepła sieciowego w całkowitym zapotrzebowaniu na ciepło
- 17% - udział kogeneracji w krajowej produkcji energii elektrycznej
- 83% - udział ciepła z kogeneracji w strumieniu ciepła sieciowego
- 15% - udział OZE w cieple sieciowym

Źródło: dane z badania Euroheat and Power, 2017.

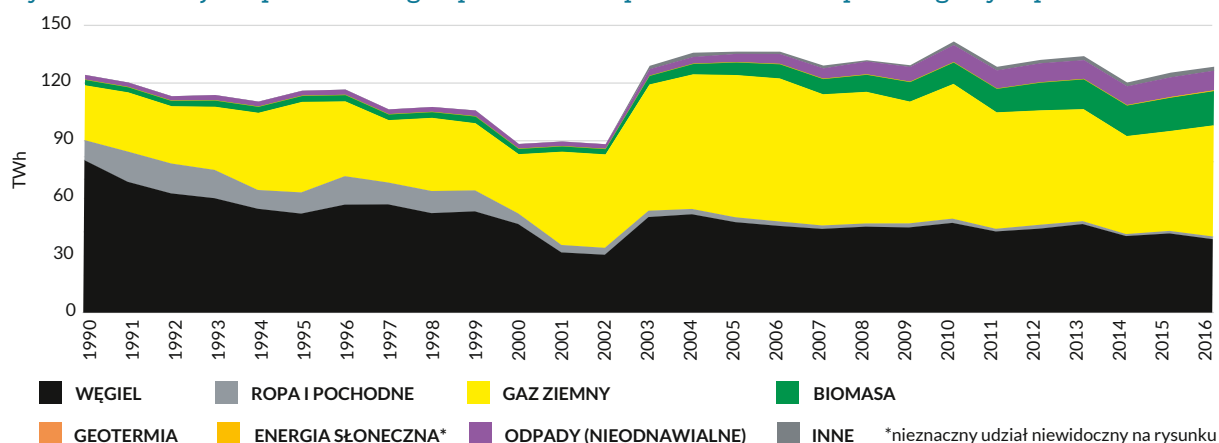
W całych Niemczech, 13,8% zajmowanych mieszkań jest podłączonych do źródeł ciepła systemowego⁷. Istnieje znaczna różnica w tym zakresie pomiędzy byłymi obszarami Niemiec zachodnich i wschodnich. Po stronie zachodniej udział ciepłownictwa wynosi ok. 9%, w części wschodniej ok. 30%. Podstawową przyczyną tego zróżnicowania jest polityka, jaką władze NRD prowadziły w zakresie budowy sieci centralnego ogrzewania w miastach. Popularnym paliwem ciepłowni miejskich wówczas był węgiel brunatny. Tam, gdzie nie było sieci miejskiej, w indywidualnych piecach wykorzystywano brykiety z węgla brunatnego lub nawet surowy węgiel brunatny. Po zjednoczeniu Niemiec rozpoczęto zakrojony na szeroką skalę program modernizacji infrastruktury. Między innymi rozbudowano sieci dystrybucyjne gazu ziemnego, co pozwoliło na przejście z węgla brunatnego na ogrzewanie gazowe i radykalną poprawę jakości powietrza.

Kolejny rysunek przedstawia produkcję ciepła sieciowego w podziale na źródła energii pierwotnej. Widoczny trend zniżkowy okresie 1990 - 2002 jest efektem poprawy efektywności energetycznej wynikającej z termomodernizacji budynków i sieci ciepłowniczych (głównie w byłej NRD).

W obszarze ciepłownictwa systemowego udział energii odnawialnej wynosi ok. 13%. Oczekuje się, że cel 14% udziału ciepła z OZE w całym strumieniu ciepła w 2020 r. będzie osiągnięty. Dla porównania, odsetek ciepła z OZE w całym strumieniu energii cieplnej w Danii w 2016 r. wyniósł 39,6% a w Polsce 14,3%.

⁷ Badanie Euroheat and Power 2017

Rys. 34. Produkcja ciepła sieciowego z podziałem na paliwa oraz udział poszczególnych paliw w 2016 r.⁸



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych DG ENER Komisji Europejskiej

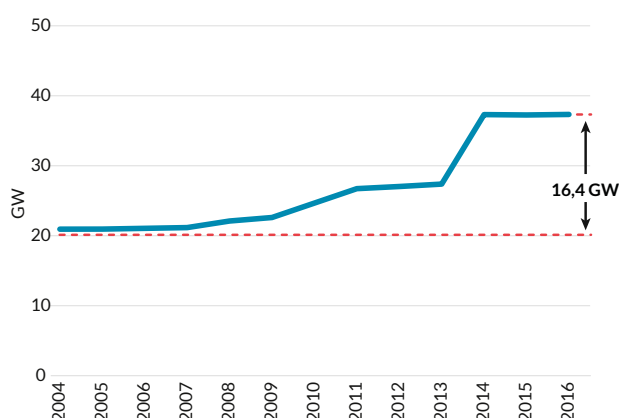
Ustawa o wsparciu kogeneracji stawia za cel uzyskanie poziomu produkcji energii elektrycznej z kogeneracji na poziomie 110 TWh do 2020 roku i 120 TWh do 2025 roku (dla porównania produkcja w 2016 r. wyniosła 89 TWh). Dzięki efektywnym mechanizmom wsparcia odnotowano przyrost mocy kogeneracyjnych od 2004 roku na poziomie 17 GWe (rys. 35).

6.4. Krajowe strategie i cele na lata 2020 - 2050

Niemcy, podobnie jak Dania, zmierzają do osiągnięcia pełnej neutralności klimatycznej sektora energii w 2050 roku. Proces nie jest łatwy ze względu na silne uzależnienie gospodarki od konwencjonalnej energetyki węglowej i decyzje dotyczące wyłączenia bezemisyjnych elektrowni jądrowych. Wyłączenie z eksploatacji tak potężnej bazy wytwórczej wiąże się nie tylko z wyzwaniami inżynierskimi, ale również z koniecznością rozwiązywania problemów społecznych, które mogą się pojawić w przypadku braku rozsądnych alternatyw na rynku pracy. Jak dotąd transformacja przebiega przy akceptacji większości społeczeństwa, choć nie zostanie prawdopodobnie osiągnięty krajowy cel redukcji emisji CO₂ na 2020 r. Rząd stara się jednak utrzymać konsensus w sprawie „Energiewende”, dlatego tempo działań nie spada. Trwa dyskusja na temat kolejnych kamieni milowych – np. celów na 2030 r.

Poniższa tabela zawiera cele wyznaczone w ramach przyjętych w ostatnich latach strategii i polityk operacyjnych.

Rys. 35. Moc elektryczna zainstalowana w elektrociepłowniach w Niemczech.



Źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostat

⁸ Skokowa zmiana 2002/2003 wynika ze zmiany metody wyliczania ilości ciepła.

Tab. 6. Główne cele w zakresie klimatu, energii z OZE i efektywności energetycznej.

Cel/Rok	2020	2022	2030	2040	2050
Redukcja emisji CO ₂ w Niemczech w stosunku do 1990 r.	40%		55% - 56%	70%	80% - 95%
Redukcja CO ₂ - sektor energii			62% - 61% 175-183 mln t		
Redukcja CO ₂ - budynki			67% - 66% 70-72 mln t		
Krajowa redukcja zużycia energii pierwotnej w stosunku do 2008 r.	20%				50%
Budynki redukcja en. pierwotnej vs 2008	20%				80%
Kraj redukcja en. elektrycznej brutto	10%				25%
Udział OZE w końcowym zużyciu energii					60%
Udział OZE w energii elektrycznej	35%		65%		
Udział OZE w ciepłe	14%				
Udział OZE w transporcie	10%				
Udział energii jądrowej			0%		

Źródło: opracowanie własne

Plan Działań dla Klimatu 2050 r. (PDK - Climate Action Plan 2050)

W 2016 r. rząd opublikował dokument, w którym nakreślono strategię prowadzącą do realizacji celów zapisanych w Porozumieniu Paryskim. W Planie Działań dla Klimatu (PDK) opisano mapę działań zmierzających do osiągnięcia długoterminowego celu pełnej neutralności w zakresie gazów cieplarnianych w Niemczech do połowy wieku. Dokument był przedmiotem szerokich konsultacji i zawiera wiele propozycji zgłoszonych przez niemieckie kraje związkowe, gminy, stowarzyszenia i obywateli.

PDK definiuje cele oraz narzędzia, które powinny być zastosowane w sześciu obszarach:

- Energetyka
- Budownictwo i budynki
- Transport
- Przemysł i usługi
- Rolnictwo
- Lasy i wykorzystanie terenów uprawnych

Energetyka skupia się na trzech działaniach strategicznych:

- **Redukcja zapotrzebowania** na energię we wszystkich sektorach gospodarki i eliminacja paliw kopalnych
- **Bezpośrednie wykorzystanie** energii z OZE, unikanie strat energetycznych w procesach przemiany energii (czyli np. energia solarna jest do ogrzewania lepsza niż ciepło z kogeneracji lub ciepłowni na biomasę)
- **Wykorzystanie energii elektrycznej z OZE** w sposób jak najbardziej efektywny w ciepłownictwie i przemyśle (np. Power-to-Heat) oraz transporcie (np. e-mobility, Power-to-Gas)

Rząd niemiecki zakłada, że sektor energetyki będzie neutralny środowiskowo w 2050 r. i na tej bazie buduje strategię dla pozostałych dziedzin gospodarki i obszarów życia.

W dziedzinie elektroenergetyki najważniejsze działania to:

- Konieczność wzrostu elastyczności sektora energii w całym łańcuchu wartości
- Konieczność rozwoju inteligentnych sieci energetycznych oraz przygotowanie się do zwiększonych i zmiennych przepływów energii elektrycznej m. in. w wyniku rozwoju OZE, e-mobility i ogrzewania elektrycznego
- Konieczność stopniowego wycofywania się z energetyki konwencjonalnej z poszanowaniem interesów grup społecznych dotkniętych tym procesem (przewiduje się też dodatkowe negocjacje z Komisją Europejską w celu akceptacji pomocy publicznej, np. związanej z transformacją regionów górniczych i tworzeniem nowych miejsc pracy)

49

W obszarze wykorzystania biomasy najważniejsze wnioski:

- Priorytet wykorzystania terenów rolnych dla celów produkcji żywności zamiast ich wykorzystania do uprawy roślin energetycznych
- Zatrzymanie rozwoju plantacji roślin energetycznych na obecnym poziomie
- Skierowanie biomasy i biopaliw w pierwszej kolejności do wykorzystania w transporcie lotniczym i morskim w celu włączenia tych sektorów w proces redukcji emisji CO₂
- Wykorzystanie biomasy jedynie w rozproszonych lokalnych elektrociepłowniach i przemyśle. Większe wykorzystanie biomasy odpadowej z przemysłu rolnego, przetwórczego oraz ze strumienia odpadów komunalnych
- Biomasa w ciepłownictwie będzie paliwem dopełniającym, jako że pozostała część strumienia ciepła będzie pochodziła z energii elektrycznej wytworzonej w bezemisyjnych źródłach i innych OZE.

Dla budynków określono następujące priorytety:

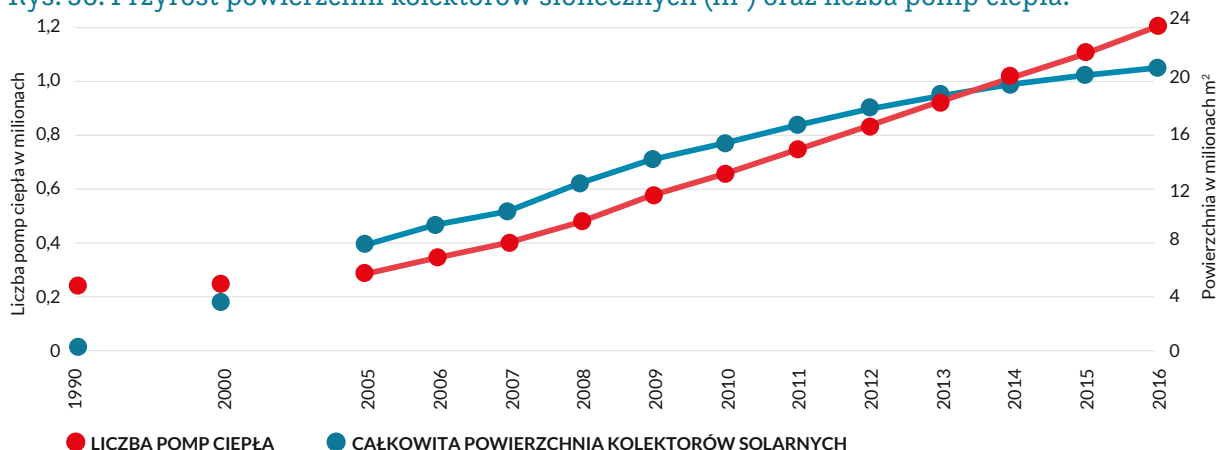
- Poprawa efektywności energetycznej i wzrost wykorzystania OZE do celów grzewczych
- Rozwój niskotemperaturowych, wielokierunkowych⁹ sieci czwartej i piątej generacji (4G i 5G) dla łatwiejszego wykorzystania ciepła z OZE oraz odpadowego
- Rozwój technologii ICT dla budynków
- Wielowymiarowe planowanie uwzględniające nie tylko technikę, ale również jakość życia i pracy mieszkańców budynków

Z priorytetów dla budynków wynikają najważniejsze działania do których należą:

- Nowe budynki będą oddawane w standardzie zeroenergetycznym od 2021 r.
- Systematyczna redukcja wykorzystania paliw kopalnych dla celów grzewczych
- Wdrożenie mechanizmów wspierających wykorzystanie OZE i energii odpadowej w ciepłownictwie
- W obszarze istniejących budynków wdrożenie systemowych mechanizmów wspierających zmianę źródeł ogrzewania z paliw kopalnych na energię z OZE w celu doprowadzenia do zeroenergetycznego standardu w 2050 r.
- Wspieranie procesu łączenia sektorów (tzw. sector coupling): tj. sektora ciepła, budynków, transportu, przemysłu i energetyki
- Poprawa świadomości i edukacja społeczeństwa

50

W wyniku realizowanej od lat polityki rozwoju OZE oraz alternatywnych źródeł ciepła, dynamicznie rośnie udział pomp ciepła oraz paneli słonecznych w ogrzewaniu budynków. W 2016 roku moc pomp ciepła przekroczyła 10 tys. MWt, a paneli słonecznych – 13,4 tys. MWt (Polska: 1,5 tys. MWt mocy kolektorów słonecznych). Łączna powierzchnia kolektorów w Niemczech wynosiła w 2016 r. około 20 mln. m², czyli 37% łącznej powierzchni paneli w Europie.

Rys. 36. Przyrost powierzchni kolektorów słonecznych (m²) oraz liczba pomp ciepła.

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych BMWi

⁹ Przewiduje się, że energia cieplna będzie przesyłana nie tylko do budynków, jak obecnie, ale również z budynków, oddających do sieci nadwyżki wyprodukowanej przez siebie energii. Taką energią może być na przykład ciepło pochodzące z chłodzenia pomieszczeń serwerowni.

Krajowy Plan Działań dot. Efektywności Energetycznej (KPDEE)

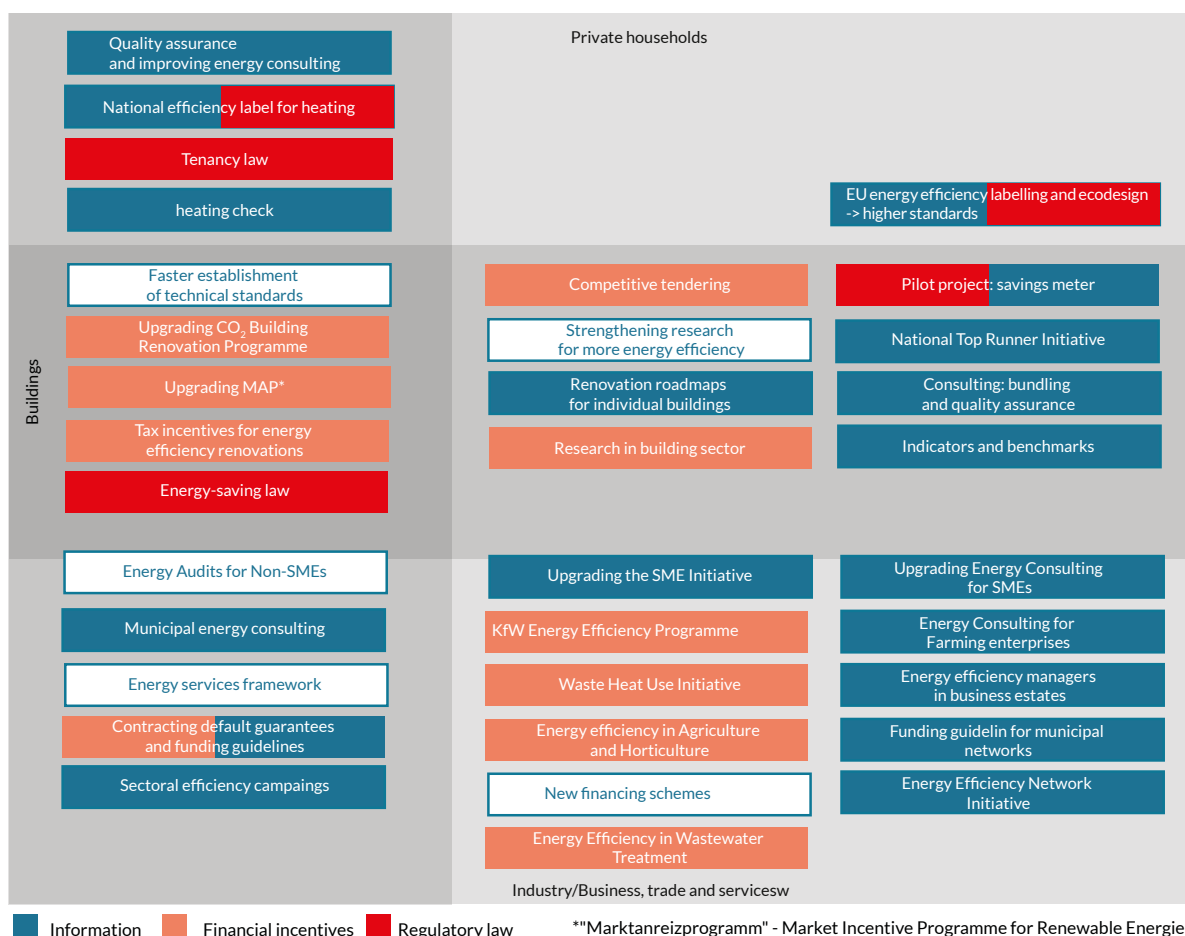
Efektywność energetyczna to główny filar transformacji energetycznej. Jednym z ważniejszych działań jest poprawa efektywności energetycznej budynków. Rząd Niemiec opracował szereg strategii i programów działania, które mają doprowadzić do osiągnięcia przyjętych celów.

W 2014 r. przyjęto KPDEE – dokument kierunkowy wskazujący strategię przyszłych działań, oparty na trzech głównych filarach:

- Zintensyfikowanie działań na rzecz efektywności energetycznej budynków
- Ustanowienie z efektywności energetycznej gałęzi przemysłu i modelu biznesowego opartego na wymogu efektywności
- Zwiększenie indywidualnej odpowiedzialności za efektywność energetyczną

KPDEE wyznacza propozycje i kierunki działań w wielu wzajemnie uzależnionych obszarach oraz ustanawia najważniejsze inicjatywy legislacyjne i finansowe. Ponadto wskazuje obszary działań z zakresu innowacyjności i B&R. Obszar niezbędnych działań obrazuje poniższa ilustracja.

Rys. 37. Środki krótkoterminowe i długofalowe procesy pracy w ramach KPDEE



Cele poprawy efektywności energetycznej do 2050 r.

Zgodnie z KPDEE, do 2050 r. krajowe zużycie energii pierwotnej powinno zostać zmniejszone o 50% wobec 2008 r.

Krajowe zużycie energii elektrycznej powinno spaść o 25% do 2050 r., pomimo wzrostu wykorzystania energii elektrycznej do ogrzewania i transportu.

Zużycie energii pierwotnej w budynkach powinno zostać zmniejszone aż o 80% w 2050 r.

Strategia Efektywności Energetycznej Budynków

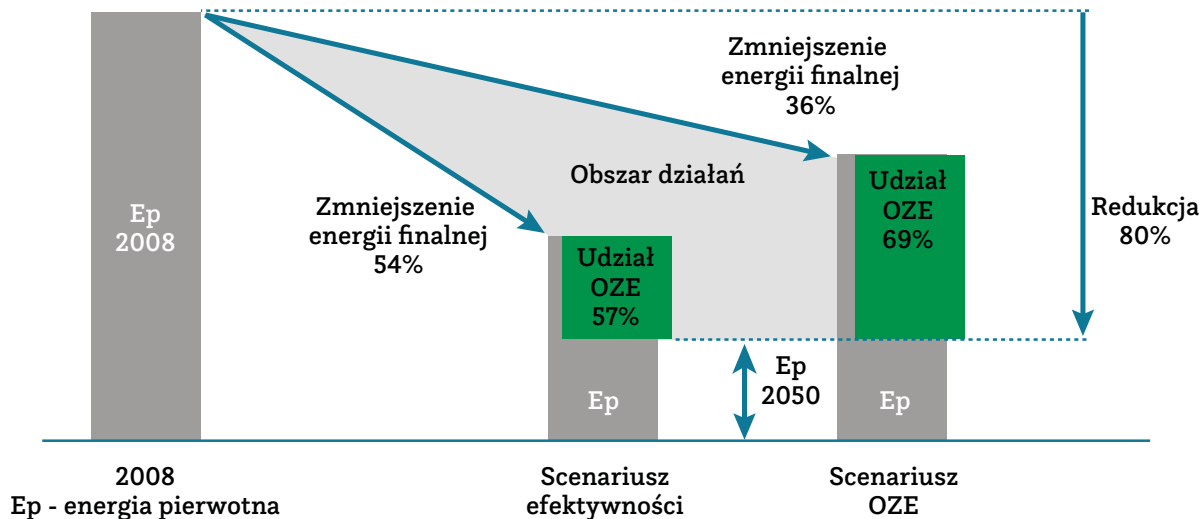
Strategia dla budynków została przyjęta w 2015 roku. Dokument zawiera wyniki analiz trzech scenariuszy działań w obszarze budynków (scenariusz: Referencyjny, Efektywności Energetycznej (EE) i Energii Odnawialnej (OZE)) wraz z analizą skutków energetycznych, środowiskowych i finansowych. Tylko dwa scenariusze - EE i OZE - pozwalają osiągnąć postawiony przez rząd cel, jakim jest redukcja zużycia energii pierwotnej na poziomie **80%** w roku 2050 (wobec 2008 r.). Założony cel może być osiągnięty w efekcie połączenia dwóch grup działań:

- Ograniczenie zużycia energii finalnej (termomodernizacja budynków)
- Zwiększenie udziału energii z OZE w ogrzewaniu budynków.

Jak wynika z rysunku 38, założony cel (80%) można osiągnąć podejmując z różną intensywnością działania efektywności energetycznej i zwiększania udziału OZE. W scenariuszu OZE poprawa efektywności energetycznej i ograniczenie energii finalnej wynosi jedynie 36%, ale za to udział OZE wzrasta do 69%. Natomiast w scenariuszu EE ograniczenie zużycia energii finalnej wynosi 54%, a udział OZE może być mniejszy i wynosi 57%. W obydwu przypadkach udaje się osiągnąć cel 80% redukcji zużycia energii pierwotnej.

Poniższy rysunek wizualizuje koncepcję przeprowadzonych analiz.

Rys. 38. Scenariusze osiągnięcia celu 80% redukcji energii pierwotnej do 2050 r.



Źródło: Forum Energii

Wyniki analiz scenariuszowych stały się podstawą do dalszych prac legislacyjnych wcielających w życie Strategię Efektywności Energetycznej Budynków.

Aby osiągnąć cele w zakresie zmian klimatu, emisje gazów cieplarnianych w sektorze budowlanym będą musiały zostać zmniejszone o 70-72 mln CO₂. Przepisy budowlane zmuszają już do bardzo niskiego zużycia energii dla nowych budynków, a w wielu miastach Niemiec norma dla domów pasywnych jest wymagana w przypadku budynków powstających na gruntach zakupionych od gminy.

Od 2021 r. dla wszystkich nowych budynków w Niemczech obowiązywać będzie standard zeroenergetyczny.

Paradoks wynajmującego lokal mieszkalny

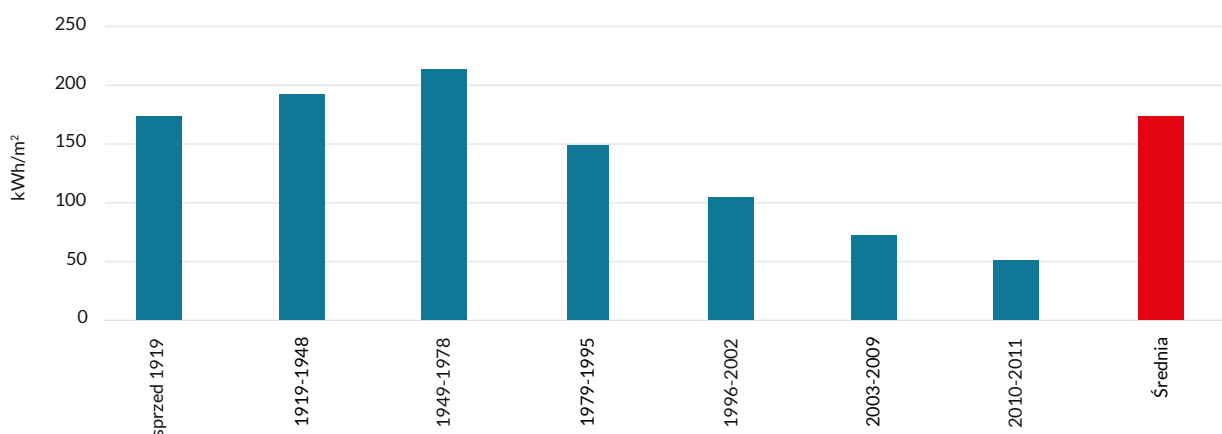
Wielu właścicieli budynków przeprowadza renowacje jedynie z zachowaniem minimalnych norm efektywności energetycznej, nie starając się o wykonanie termorenowacji głębszej niż wymaga prawo budowlane. Brak zainteresowania właścicieli budynków wynika z prostego faktu, że zgodnie ze standardowymi umowami najmu, koszty ogrzewania pokrywa wynajmujący. Dla właściciela ten koszt jest neutralny i nie stanowi bodźca do działań inwestycyjnych. W Niemczech jest to duży problem, gdyż najem mieszkań jest popularniejszą formą wykorzystywania lokali mieszkalnych niż ich zakup na własność (ok. 57% mieszkań jest wynajmowanych). Problem został dostrzeżony - uruchamiane są różne działania np. w postaci akcji informacyjnych, czy też funduszy na niskooprocentowane pożyczki, które mają na celu zachęcenie właścicieli domów do poprawy standardów energetycznych istniejących budynków.

6.5. Prawo kształtujące sektor ciepłowniczy

Rozporządzenie dotyczące oszczędności energii (EnEV)

Pierwsza Ustawa ws. oszczędności energii pochodzi z 1976 r. Założono wówczas, że „do ogrzewania budynków nie powinno się zużywać więcej energii, niż jest to potrzebne”. W ostatniej wersji (2016 r.) dokument określa normy dotyczące izolacyjności elementów budynku oraz maksymalne zużycie energii pierwotnej do celów grzewczych, zarówno w nowych budynkach, jak i w budynkach wyremontowanych. Jest ono o 75% mniejsze niż w połowie lat 70. W dłuższej perspektywie, jak piszemy wyżej, ma dalej spadać. Ustawa wymaga też wystawiania dla nowych budynków „paszportu energetycznego” poświadczającego „klasę energetyczną” (podobnie jak dla sprzętu AGD). W pozwoleniu na budowę nowego budynku określa się też udział energii z OZE.

Rys. 39. Średnie zużycie końcowej energii na jednostkę przestrzeni budynku zależnie od roku budowy



Źródło: Federalne Ministerstwo spraw Gospodarki i Energii Niemiec, 2014 r.

Mechanizmy wspierania efektywności energetycznej w budynkach:

- normy efektywności
- programy refundacyjne
- programy doradcze i podatkowe wspierające OZE
- preferencyjne kredyty dla domów jednorodzinnych:
 - do 100 tys. EUR/dom, jeżeli buduje się w wyższym standardzie energetycznym
 - do 4 tys. EUR na profesjonalny nadzór nad kompleksowym projektem remontu i modernizacji instalacji energetycznej
- program finansowania oferowany przez Federalne Ministerstwo ds. Gospodarki i Energii, który zachęca do szerszego używania energii odnawialnej w ciepłownictwie i wymiany starych kotłów gazowych i olejowych

Ustawa o promocji OZE w sektorze ciepła (EEWärmeG)

Celem ustawy jest promowanie odnawialnych źródeł energii do produkcji ciepła i chłodzenia. Ustawa przewiduje, że zależnie od źródła określony odsetek zużytej energii musi pochodzić ze źródeł odnawialnych. Wymogi dotyczą budynków nowych i remontowanych. Również dla nowych budynków jednorodzinnych nakłada się obowiązkowy udział energii z OZE:

- Panele słoneczne: 15% (ok. 4% powierzchni dachu), lub
- Ogrzewanie na biomasę: 50%, lub
- Pompa ciepła: 50%.

Dodatkowo nakłada się obowiązek udowodnienia przez użytkownika/właściciela, że nowy system grzewczy spełnia wymagania dotyczące ilości energii z OZE. Na przykład w przypadku kotła opalanego biomasą wymagane są dowody, że w urządzeniu wykorzystano faktyczną ilość paliwa, np. w formie potwierdzenia zakupu.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii w sektorze energetyki (niem. EEG)

Ustawa o OZE określa przyszłe cele i zasady wsparcia tego sektora oraz nadaje priorytet energii elektrycznej z OZE. W najnowszej wersji EEG produkcja energii elektrycznej w źródłach odnawialnych powinna osiągnąć następujące pułapy:

- 40 do 45% najpóźniej przed 2025 r.
- 55 do 60% najpóźniej przed 2035 r.
- co najmniej 80% najpóźniej przed 2050 r.

55

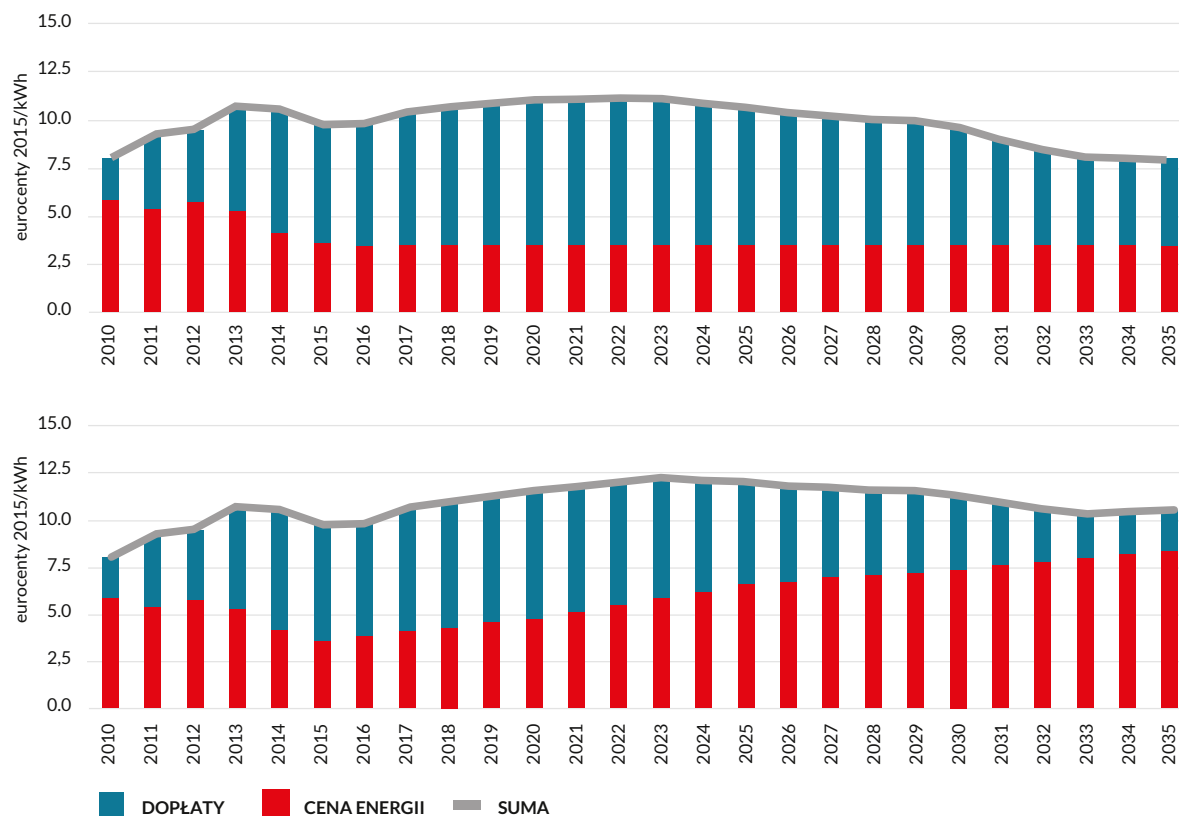
Ponadto ustawa stanowi, że do 2020 r. udział energii elektrycznej z OZE powinien wynieść co najmniej 18% całkowitego zużycia energii brutto.

W przypadku elektrowni wybudowanych przed 2014 r. operator jednostki wytwórczej otrzymuje od OSP stałą cenę za dostarczoną energię elektryczną (Feed-in-Tariff- FiT). Jednostki oddane po 2014 r. otrzymują premię rekompensującą różnicę między ceną sprzedanej energii na rynku a kosztami produkcji (CfD). Rekompensaty dla OZE są wyliczane przez OSP i przenoszone na odbiorców energii w postaci opłaty EEG. Energochłonne gałęzie przemysłu są częściowo zwolnione z EEG. W celu zmniejszenia kosztów mechanizmu wsparcia w 2016 r. wprowadzono aukcje dla OZE.

Rysunki poniżej obrazują symulacje opłaty EEG w sytuacji stałej ceny energii elektrycznej na poziomie utrzymującym się w roku 2015 oraz w sytuacji oczekiwanego wzrostu hurtowej ceny energii. W przypadku wyższych cen energii wielkość dopłat dla wytwórców OZE będzie niższa co wynika ze specyfiki kontraktów różnicowych (CfD). W obu przypadkach widać, że od roku 2022 obciążenia wynikające z zawartych umów z dostawcami energii z OZE będą maleć ze względu na rozpoczynający się proces wygaszania drogich 15-letnich umów wsparcia OZE sprzed lat.

Rys. 40. Suma hurtowej ceny energii elektrycznej i średnich dopłat do OZE

a) przy stałej cenie energii, b) przy wzrastającej cenie energii



Źródło: Agora Energiewende

Ciekawe wnioski płyną z analiz Ministerstwa Energii Niemiec, porównujących wydatki inwestycyjne na energetykę OZE i ich wpływ na wzrost wewnątrz krajowej wymiany handlowej (efekt mnożnikowy). Jak widać z tabeli, wydatki inwestycyjne w roku 2016 oraz roczny obrót wewnętrzny w wyniku poprzednich inwestycji w OZE są na porównywalnym poziomie. Warto zauważyć wpływ technologii biomasowych (głównie wykorzystywanych w ciepłownictwie) na wzrost obrotów na rynku wewnętrznym. Wynika to z faktu, że koszt zmienny wykorzystania instalacji biomasowych jest wyższy niż np. ogniw fotowoltaicznych. Koszt zmienny, czyli koszt biomasy dla operatora instalacji, jest jednocześnie przychodem dla sprzedawcy biomasy. Tak pobudzona wymiana handlowa będzie trwała przez cały cykl życia jednostki wytwórczej.

Tab. 8. Porównanie nakładów inwestycyjnych na źródła OZE w Niemczech z wygenerowanym przez nie obrotem wewnątrz krajowym w 2016 r.

Nakłady inwestycyjne (mld €)									
Elektrownie wodne	Farmy wiatrowe		Fotowoltaika	Energia słoneczna (ciepła)	Źródła geotermalne	Biomasa			Suma
	lądowe	morskie				produkcja prądu	produkcja ciepła		
0,03	6,8	3,3	1,6	0,7	1,2	0,3	1,2		15,1

Efekt mnożnikowy - obrót krajowy (mld €)									
Elektrownie wodne	Farmy wiatrowe		Fotowoltaika	Energia słoneczna (ciepła)	Źródła geotermalne	Biomasa			Suma
	lądowe	morskie				produkcja prądu	produkcja ciepła	paliwa	
0,2	1,9	0,4	1,5	0,3	1,2	4,6	3,1	2,6	15,6

Źródło: RES in Figures

Ustawa o kogeneracji („Kraft- Wärmekopplungsgesetz”, KWKG)

57

Ustawa stawia za cel uzyskanie poziomu produkcji energii elektrycznej z kogeneracji na poziomie 110 TWh do 2020 roku i 120 TWh do 2025 roku (dla porównania produkcja w 2016 r. wyniosła 89 TWh). Ustawa wprowadza procedurę przetargową dla jednostek o mocy od 1 do 50 MW_e. Zwycięskie projekty otrzymają stałą premię (dodatek kogeneracyjny) do ceny energii elektrycznej, sprzedanej na rynku energii.

Poniżej przedstawiono poziomy dodatek kogeneracyjny dla instalacji o mocy od 2 do 50 MW_e.

Moc jednostki kW _e	Dodatek dla elektrociepłowni zawodowych eurocent/kWh	Dodatek dla autoproducentów eurocent/kWh
Do 50	8	4
Od 50 do 100	6	3
Od 100 do 250	5	2
Od 250 do 2000	4,4	1,5
2000 i więcej	3,1	1

W przypadku zastąpienia węgla jako paliwa w elektrociepłowni, dodatek kogeneracyjny zwiększa się o 0,6 eurocenta/kWh. Okres obowiązywania taryf gwarantowanych różni się w zależności od poziomu inwestycji i przedstawia się następująco:

- Dla nowych i modernizowanych jednostek (koszt modernizacji > 50% nowej jednostki) dodatek można uzyskać przez pierwsze 30 tys. godzin pracy w pełnym obciążeniu
- Dla modernizowanych jednostek (koszt modernizacji = 25% - 50% nowej jednostki) dodatek można uzyskać przez 15 tys. godzin pracy w pełnym obciążeniu
- Dla modernizowanych jednostek (koszt modernizacji równy od 10% do 25% nowej jednostki) dodatek można uzyskać przez 10 tys. godzin pracy w pełnym obciążeniu.

Należy podkreślić, że dodatek nie może być przyznany nowej jednostce (należącej do podmiotu innego niż operujący na lokalnym rynku ciepła), w sytuacji gdy system ciepłowniczy jest systemem wysokosprawnym, a nowa jednostka kogeneracyjna wypiera z rynku jednostkę istniejącą. Zapis ten ma na celu realne zwiększenie produkcji energii elektrycznej w kogeneracji (w przypadku wyparcia istniejącej jednostki kogeneracyjnej przez nową przyrost produkcji byłby zerowy) oraz wprowadzenie ochrony dla lokalnego przedsiębiorstwa ciepłowniczego przed nie zawsze pozytywnymi skutkami konkurencji na małym rynku ciepła.

58

Wsparcie finansowe dla sieci ciepłowniczych

Dążąc do dalszego rozwoju systemów ciepłowniczych, jako narzędzia poprawy jakości powietrza, wprowadzono dopłaty do budowy nowych sieci ciepłowniczych, uzależnione od jej wielkości:

- Dla średnicy sieci ciepłowniczej $\leq$ DN 100 wsparcie do 40% nakładów inwestycyjnych
- Dla średnicy sieci ciepłowniczej > DN 100 wsparcia do 30% nakładów inwestycyjnych

Wsparcie może być udzielone jedynie tzw. efektywnym systemom ciepłowniczym. Efektywne systemy to takie, w których udział energii z kogeneracji jest większy niż 75% lub łączny udział energii cieplnej z kogeneracji, OZE i ciepła odpadowego wynosi co najmniej 50%, przy przynajmniej 25% udziale ciepła wyprodukowanego w kogeneracji. Maksymalne dofinansowanie dostępne dla każdego projektu wynosi 20 mln EUR.

Wsparcie finansowe dla budowy akumulatorów ciepła

Można uzyskać wsparcie finansowe do budowy akumulatora ciepła do poziomu 30% całkowitego kosztu inwestycji lecz nie więcej niż 10 mln EUR. Warunkiem jest aby:

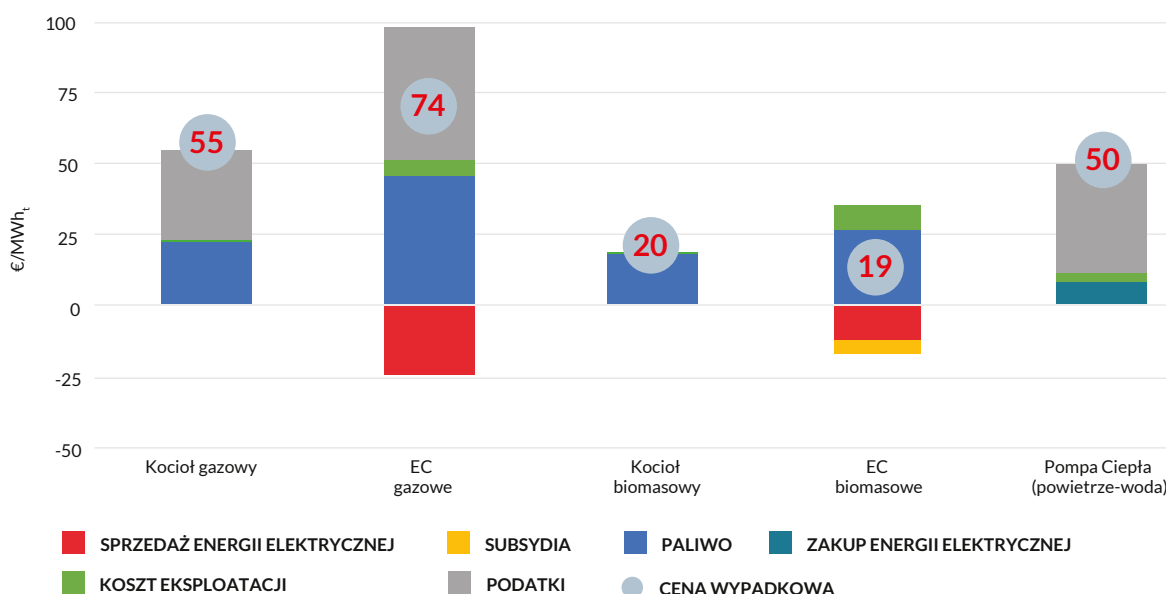
- udział ciepła z kogeneracji wynosił co najmniej 50% lub 25% ciepła z kogeneracji i 25% ciepła odpadowego z zakładów przemysłowych
- straty ciepła były niższe niż 15 W/m^2
- akumulator był większy niż 50 m^3

6.6. Cena ciepła

Ciepło systemowe (sieciowe)

W Niemczech funkcjonują nieco odmienne, w porównaniu z Danią, mechanizmy wsparcia w ciepłownictwie. Inaczej także wygląda opodatkowanie energii, co znajduje odbicie w poziomach cen ciepła w lokalnych systemach ciepłowniczych. Rysunek 41 przedstawia strukturę kosztów produkcji ciepła sieciowego w różnych technologiach. Jak widać, najbardziej korzystnie wypada produkcja w małych jednostkach biomasowych. Pompy ciepła mogłyby być atrakcyjną opcją, gdyby nie podatki i inne opłaty obciążające cenę energii. Przewiduje się, że opodatkowanie gazu ziemnego ulegnie zwiększeniu w najbliższych latach, co może jeszcze bardziej niekorzystnie wpłynąć na cenę ciepła z kogeneracji.

Rys. 41. Koszt produkcji ciepła z różnych źródeł wraz ze strukturą kosztów¹⁰.



59

Źródło: COWI

Regulacja cen ciepła sieciowego

Umowy na dostawę ciepła sieciowego są zazwyczaj umowami wieloletnimi (10 lat) z dość złożoną formułą waloryzacji ceny w wyniku zmian cen surowców, kosztów produkcji, podatków itp. Każda korekta ceny ciepła odbywa się w drodze wzajemnych negocjacji i porozumień. Ze względu na dominującą pozycję przedsiębiorstw ciepłowniczych na lokalnych rynkach, kwestia cen ciepła jest częstym przedmiotem dyskusji i debat publicznych.

¹⁰ Kropka na wykresie pokazuje cenę wynikową (koszt minus dochód z uwzględnieniem podatków i dotacji). Koszt stały „uzmienniono” dla czasu pracy = 5 tys. godz. /rok. Przyjęta cena energii elektrycznej wynosi 27 EUR/MWh.

Na cenę ciepła dla odbiorcy końcowego składają się trzy główne elementy:

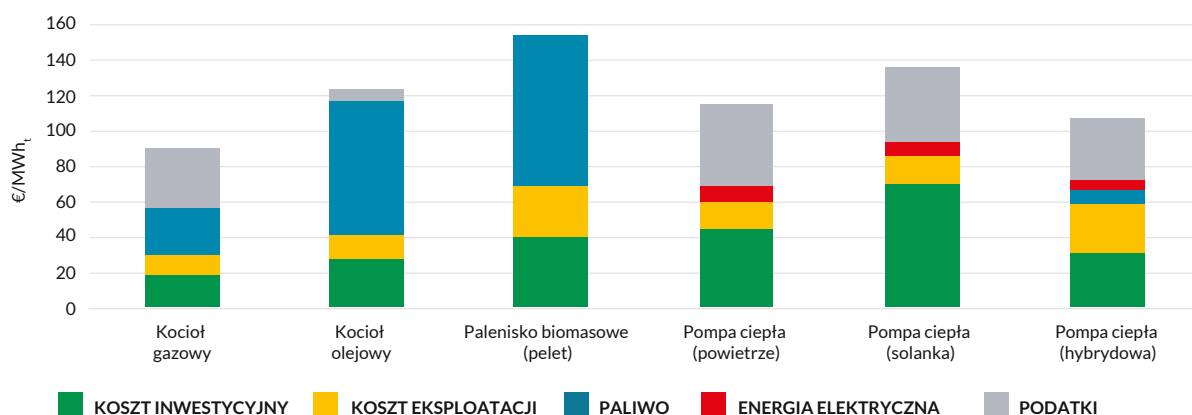
- Opłata stała - pobierana niezależnie od zużycia, w celu pokrycia kosztów inwestycji, obsługi i utrzymania ruchu infrastruktury. Opłata stała wynosi ok. 20 – 30 EUR rocznie na kW mocy przyłączeniowej
- Opłata zmienna - opłata za zużytą energię, wynosi ok. 60 – 100 EUR /MWh (średnio ok. 80 EUR/kWh)
- Opłata za usługę - pobierana przez niektórych dostawców, za pomiar zużycia ciepła ok. 100 – 200 EUR/rok

Przykładowo: dla przeciętnego mieszkania (70-80 m²) z przyłączem o mocy 15 kW oraz rocznym zużyciu na poziomie 15 tys. kWh, roczny koszt ciepła wynosi ok. 1575 EUR. (opłata stała = 25 EUR/kW, w przypadku bloku wielorodzinnego opłata ta jest niższa).

Ogrzewanie indywidualne

W Niemczech najbardziej popularnym źródłem ciepła w indywidualnych budynkach są kotły gazowe. Z uwagi na wysokie opodatkowanie i koszty energii elektrycznej, indywidualne pompy ciepła nie stanowią obecnie konkurencji dla gazu ziemnego. Jednak w porównaniu z kotłami na olej opałowy i pelet drzewny, pompy ciepła to rozwiązanie korzystne. Warto zaznaczyć, że operator sieci elektroenergetycznej może zastosować niższe opłaty za prąd, jeżeli zostanie mu przyznane uprawnienie do wyłączenia pompy ciepła na max. 2 godz. w okresie szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie. Bonifikata przyznana przez operatora może zmniejszyć koszt zmienny ogrzewania nawet do 20%. Na wykresie kosztów zmiennych wytworzenia ciepła w różnych źródłach ta bonifikata została uwzględniona.

Rys. 42. Koszt produkcji ciepła, ogrzewanie indywidualne ¹¹



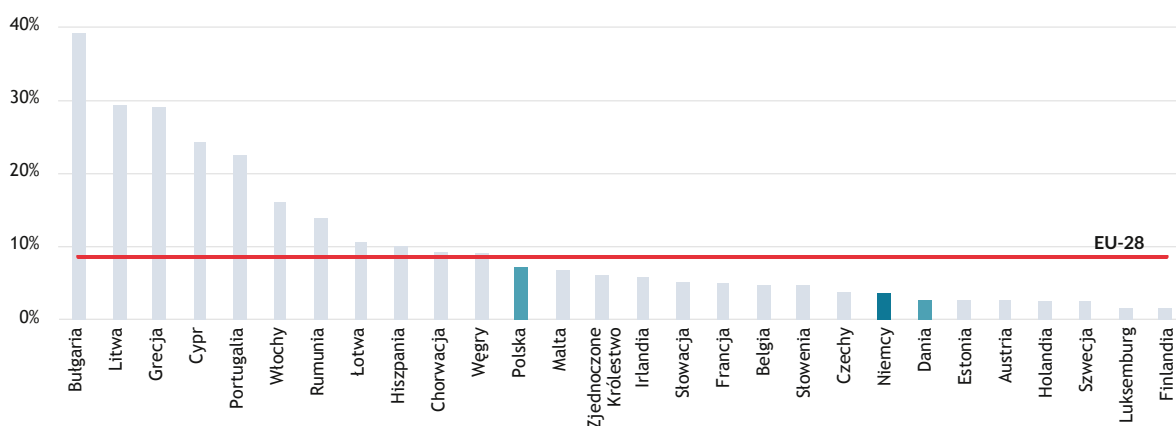
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych COWI

¹¹ Wyliczenie dla 18 MWh rocznego zużycia energii cieplnej. Koszt stały rozłożony na okres 20 lat

6.7. Wsparcie odbiorców wrażliwych

Zjawisko ubóstwa energetycznego, występuje w Niemczech u ok. 3% - 4% obywateli (nieco więcej niż Danii). Plasuje to Niemcy w czołówce krajów europejskich z najniższym odsetkiem obywateli dotkniętych tym problemem.

Rys. 43. Udział osób w społeczeństwie, które nie mogą utrzymać satysfakcjonującej temperatury mieszkania



61

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z Eurostatu

W Niemczech wspiera się osoby o niskich dochodach poprzez dofinansowanie kosztu wynajmu mieszkania i kosztu energii. Dopłata do ogrzewania dla osób uprawnionych wynosi maksymalnie 3 EUR/m² „przestrzeni mieszkalnej o odpowiedniej wielkości”.

Pojęcie „przestrzeni mieszkalnej o odpowiedniej wielkości” różni się w zależności od regionu: ok. 45 m² z reguły uznaje się za odpowiednie dla jednoosobowego gospodarstwa domowego, a 60 m² dla dwuosobowego. Środki finansowe kierowane na wsparcie są pokrywane budżetu federalnego. Procesem zarządza Federalny Urząd Pracy.

Ponadto przedsiębiorstwa ciepłownicze oferują wykonywanie audytów ciepłowniczych i usługi typu ESCO prowadzące do obniżenia kosztów ogrzewania budynków. Dodatkowo prowadzą akcje edukacyjne mające na celu wzrost świadomości odbiorców ciepła.

6.8. Podsumowanie

- Polityka energetyczna Niemiec, uzgodniona pomiędzy wszystkimi środowiskami politycznymi, zmierza do osiągnięcia w 2050 roku celu redukcji emisji CO₂ na poziomie 85-90% (vs 1990r.).
- Wzrost efektywności energetycznej budynków jest jednym z filarów polityki energetycznej. Wdrażane są mechanizmy prowadzące do osiągnięcia krajowego celu 80% redukcji zużycia energii pierwotnej

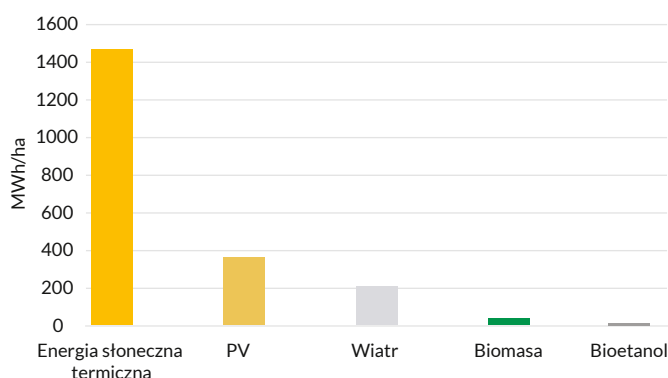
przez budynki w 2050 r. Cel ten planuje się osiągnąć poprzez zwiększenie wykorzystania energii z OZE do celów grzewczych w budynkach (udział 57-69%) oraz zmniejszenie zużycia energii finalnej (od 54-36% vs 2008r).

- Zgodnie z przyjętą strategią dla budynków, od 2021 roku wszystkie nowe budynki muszą spełniać standard budynków zeroenergetycznych.
- Wprowadzenie taryf gwarantowanych dla OZE oraz kogeneracji przyczyniło się do szybkiego rozwoju tych technologii. W latach 2000-2016 zainstalowana moc elektryczna w kogeneracji wzrosła z 24 GWe do 37 GW_e. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej przekracza obecnie 30%.
- Przewiduje się, że docelowo w 2050 r. jednostki kogeneracyjne będą wykorzystywane do bilansowania systemu energetycznego, zasilanego podstawowo z farm wiatrowych i fotowoltaiki. Ważną rolę będą pełniły akumulatory energii oraz technologie Power-to-Heat. W ciepłownictwie przewiduje się wykorzystanie dużych strumieni energii z OZE oraz pomp ciepła, które również będą wykorzystywane do bilansowania systemu energetycznego.
- Dążąc do rozwoju systemów ciepłowniczych oraz elektrociepłowni efektywnie współpracujących z systemem energetycznym, ustawa kogeneracyjna wdrożyła mechanizm dopłat (CAPEX) do budowy sieci ciepłowniczych i akumulatorów ciepła.
- Mimo obecnie dużego udziału biomasy – rozwój tego źródła energii będzie w przyszłości ograniczony. Krajowa polityka wykorzystania biomasy kładzie nacisk na wykorzystanie areałów ziem uprawnych dla celów żywnościowych, a nie energetycznych. Nie przewiduje się rozwoju plantacji roślin energetycznych, poza obecnie funkcjonującymi. Istotne są również kryteria ochrony różnorodności biologicznej i pochodzenia biomasy.
- Wykorzystanie gazu w sektorze ogrzewania budynków indywidualnych skutkuje osiągnięciem bardzo niskich średnich krajowych stężeń emisji PM 2,5 (ok. trzykrotnie niższym niż w Danii i Polsce).
- Zgodnie z przyjętą polityką energetyczną, strategią wzrostu efektywności energetycznej oraz strategią dla budynków i innymi kierunkowymi dokumentami rządowymi, wszystkie działania w tych obszarach powinny być skorelowane z bodźcami pobudzającymi rozwój innowacyjności oraz krajowego przemysłu.

7. Kluczowe technologie

Dyskusja o bezpieczeństwie energetycznym i niezależności od importu surowców rzuciły nowe światło na odnawialne źródła energii. Jak wskazują analizy International Renewable Energy Agency (IRENA), praktycznie każdy kraj w UE dysponuje lokalnymi zasobami energii z OZE pozwalającymi na pokrycie zapotrzebowania na całą krajową energię pierwotną z bardzo dużą nawiązką. Planując rozwój sektora zaopatrzenia w ciepło warto zatem mieć na uwadze potencjał dostępnych zasobów OZE, tak aby w sposób jak najbardziej efektywny je wykorzystać. Rysunek 44 przedstawia wydajność energetyczną 1 ha gruntu w przypadku zastosowania różnych technologii przetwarzania pierwotnej energii odnawialnej w energię użytkową.

Rys. 44. Roczna produkcja energii z 1 ha gruntu



Źródło: opracowanie własne na podstawie Per Alex Sorensen, Planenergi: "Experience with solar thermal in Denmark"

Magazyny ciepła

Zmienne OZE charakteryzują się bardzo niskimi kosztami produkcji, ale jest to okupione ich zmienną pracą. Ważny jest rozwój technologii magazynowania energii. W ciepłownictwie pomogą akumulatory ciepła, które mogą złagodzić bieżące lub wręcz sezonowe niezbilansowanie podaży i popytu na rynku ciepła.

Dobowe magazyny ciepła

Magazyny krótkoterminowe służą do bieżącej optymalizacji pracy elektrociepłowni, dając możliwość zwiększenia produkcji energii elektrycznej podczas dziennego szczytowego zapotrzebowania w systemie energetycznym (i w okresie wyższej ceny energii). Nadwyżki ciepła, jako nieprzydatne w ciągu dnia, są magazynowane w akumulatorze do wykorzystania w godzinach wieczornych i nocnych, kiedy z kolei wzrasta zapotrzebowanie na ciepło. W godzinach wieczornych i nocnych spada równocześnie hurtowa cena energii elektrycznej, pogarszając rentowność pracy jednostki kogeneracyjnej. Jeżeli spadki cen prądu są głębokie, opłaca się wyłączenie jednostki i zasilanie odbiorców ciepła wyłącznie energią zgromadzoną w akumulatorze, ewentualnie ze wspomaganie pompą ciepła lub kotłem elektrycznym. W Danii praktycznie wszystkie elektrociepłownie są wyposażone w akumulatory ciepła. Największy posiada pojemność 70 tys. m³ (ok. 3,5 tys. MWh)

Rys.45. Dobowy akumulator ciepła w Nykøbing Sjælland



Źródło: Arcon Sunmark

Sezonowe magazyny ciepła

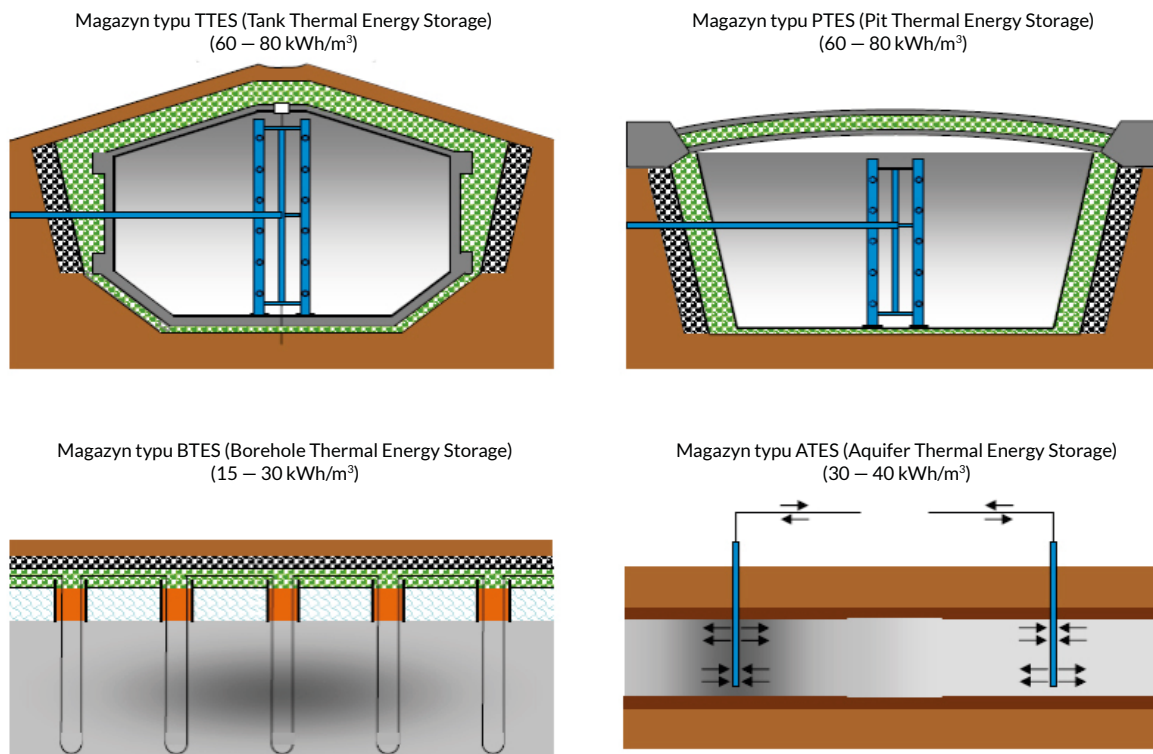
64

Magazyny te służą przede wszystkim do zakumulowania nadwyżek energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych (obecnie głównie farm słonecznych) oraz nadwyżek energii cieplnej z jednostek kogeneracji wyprodukowanej w sezonie letnim. Tak zgromadzone ciepło wykorzystywane jest w okresie jesienno-zimowym kiedy wzrasta zapotrzebowanie na energię grzewczą. Największy obecnie akumulator w Vojens posiada pojemność 203 tys. m³.

Konstrukcja akumulatora nie jest zbyt złożona. Upraszczając, jest to dobrze zaizolowana termicznie dziura w ziemi. Jeżeli występują sprzyjające warunki gruntowe i brak konieczności ciężkiego fundamentowania, magazyn jest relatywnie niedrogim rozwiązaniem. Nakład jednostkowy to około 20 EUR/m³ (podczas gdy magazyn krótkookresowy kosztuje około 400 – 500 EUR/m³).

W praktyce stosuje się różne sposoby sezonowego magazynowania ciepła. Obrazuje to rysunek 46. Obecnie najbardziej rozpowszechnione są akumulatory ziemne Pit Thermal Energy Storage (PTES).

Rys. 46. Przykłady rozwiązań w zakresie sezonowego magazynowania ciepła

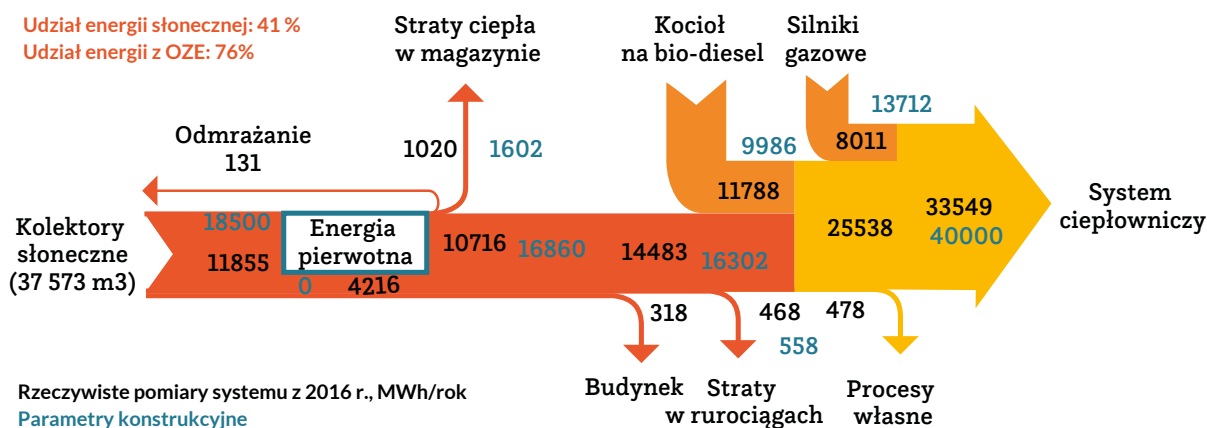


Źródło: Energistyrelsen

65

Budowa każdego magazynu jest zawsze poprzedzona wnikliwą analizą opłacalności projektu w połączeniu z pracą całego zespołu urządzeń którymi dysponuje przedsiębiorstwo ciepłownicze. Jednym z ważnych czynników wpływających na wynik analiz jest sprawność energetyczna zbiornika. Dotychczasowa praktyka wykazuje, że jest ona duża osiągając poziom do 90%. Rysunek 47 przedstawia rozptył strumieni energii cieplnej (w tym również i strat) w przedsiębiorstwie ciepłowniczym w Dronninglund. Jak wynika z rysunku, dzięki zastosowaniu akumulatora ciepła, udział ciepła z paneli solarnych wyniósł w ciągu roku około 41%.

Rys. 47. Planowane i rzeczywiste strumienie energii cieplnej

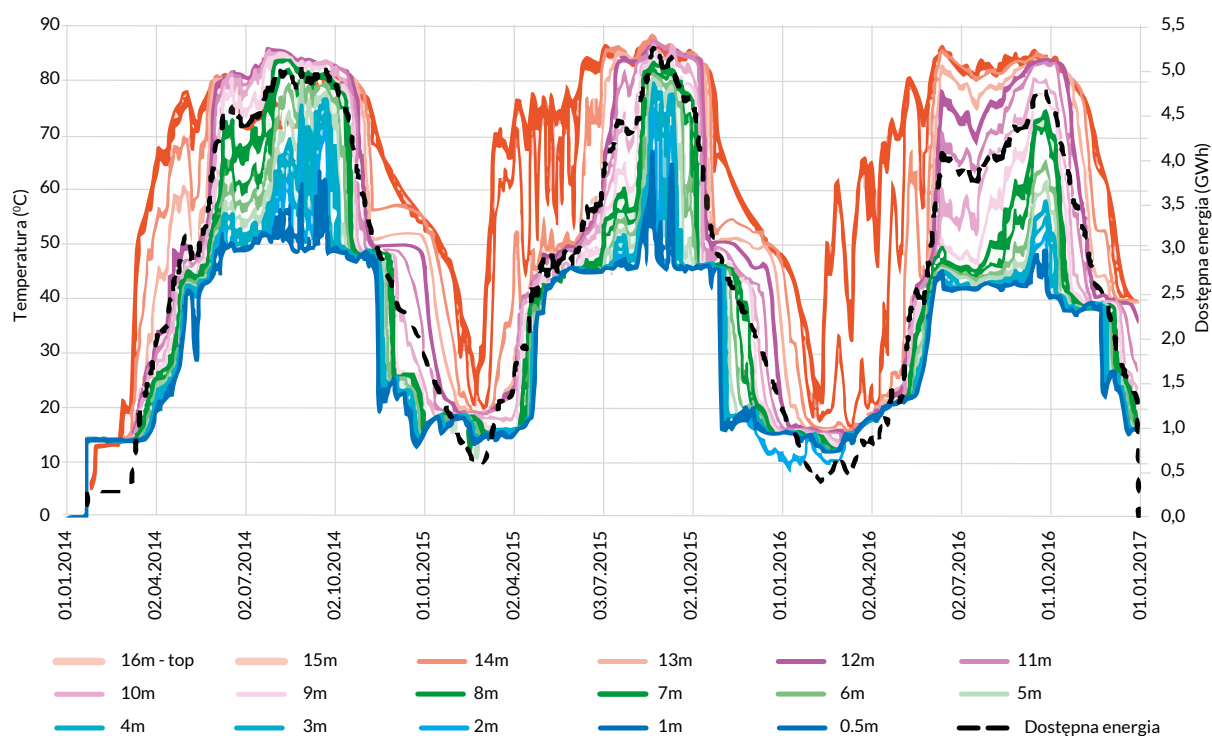


Źródło: Arcon Sunmark

Doświadczenia z trzyletniego okresu eksploatacji (lata 2014-2016) potwierdziły wysoką sprawność energetyczną zbiornika na poziomie **90%**. Maksymalna temperatura magazynowania wynosiła 89 st. C a minimalna 12 st. C.

Kolejny rysunek przedstawia sezonowe cykle ładowania i rozładowania akumulatora.

Rys. 48. Cykle pracy akumulatora



Źródło: Arcon Sunmark

Fotografie z placu budowy przedstawiają kolejne etapy powstawania akumulatora i jego elementy konstrukcyjne. Całkowity koszt budowy akumulatora wyniósł 2,27 mln EUR.

Rys. 49. Etapy budowy akumulatora ciepła



Źródło: Arcon Sunmark

Pozostałe technologie magazynowania ciepła, wymienione we wstępie jak ATES i BTES są mniej popularne ze względu na wyższe nakłady inwestycyjne i osiąganie mniejszych mocy cieplnych.

Ogrzewanie energią słoneczną

Koszt ogrzewania energią słoneczną jest zawsze silnie uzależniony od wydatków kapitałowych CAPEX, jako że operacyjne koszty zmienne OPEX są na bardzo niskim poziomie. Technologie solarne stanowią zawsze element większego zestawu urządzeń wytwórczych w ciepłowni, gdyż siłą rzeczy nie mogą zapewnić nieprzerwanych dostaw ciepła przez cały rok. Częstym dopełnieniem źródeł solarnych są pompy ciepła, jednostki biomasowe lub kotły na gaz. W większości przedsiębiorstw wykorzystujących słoneczne źródła ciepła znajdują się akumulatory ciepła dobowe lub sezonowe. Największa w Danii farma solarna ma powierzchnię 156 tys. m². W miejscowości Vojens w Danii wybudowano farmę o powierzchni 70 tys. m² oraz największy akumulator o objętości 203 tys. m³. Energia słoneczna stanowi 45% całości produkcji ciepła. Cena ciepła około 42 EUR/MWh (źródło: Arcon Sunmark).

Tab. 9. Przykładowa kalkulacja kosztów produkcji farmy o powierzchni paneli słonecznych 10 tys. m²

Zakup gruntu 3 ha	50 000 EUR
Moduły solarne, rurociągi, wymienniki ciepła, czynnik roboczy, pompy etc.	1 850 000 EUR
Ogrodzenie i przygotowanie gruntu	50 000 EUR
Rurociągi przesyłowe	300 000 EUR
System kontroli AKPiA	100 000 EUR
Doradztwo, ekspertyzy	40 000 EUR
Razem	2 390 000 EUR
Produkcja ciepła	5 000 MWh/rok
Roczne koszty kapitałowe	119 000 EUR/rok
Remonty	5 000 EUR/rok
Łączny koszt produkcji	124 000 EUR/rok
Jednostkowy koszt produkcji	24,9 EUR/MWh

Źródło: Per Kristensen, conference Warsaw 17.01.2018

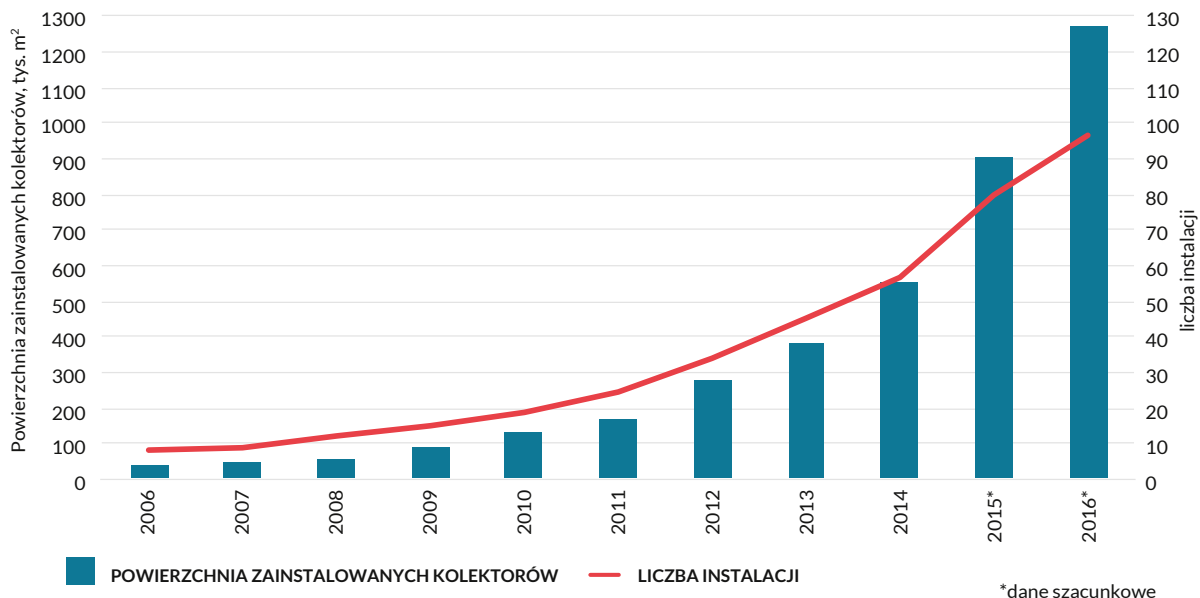
68

Rosnąca sprawność urządzeń oraz spadek wydatków CAPEX zwiększają zainteresowanie wykorzystaniem energii słonecznej w ciepłownictwie. Nawet w Danii, kraju pozornie z niskim nasłonecznieniem, następuje szybki przyrost mocy zainstalowanych w źródłach solarnych (rysunek 50).

Rys. 50. Farma Nykøbing Sjælland 20.084 m²

Źródło: Arcon Sunmark

Rys. 51 Rozwój ogrzewania solarnego w Danii



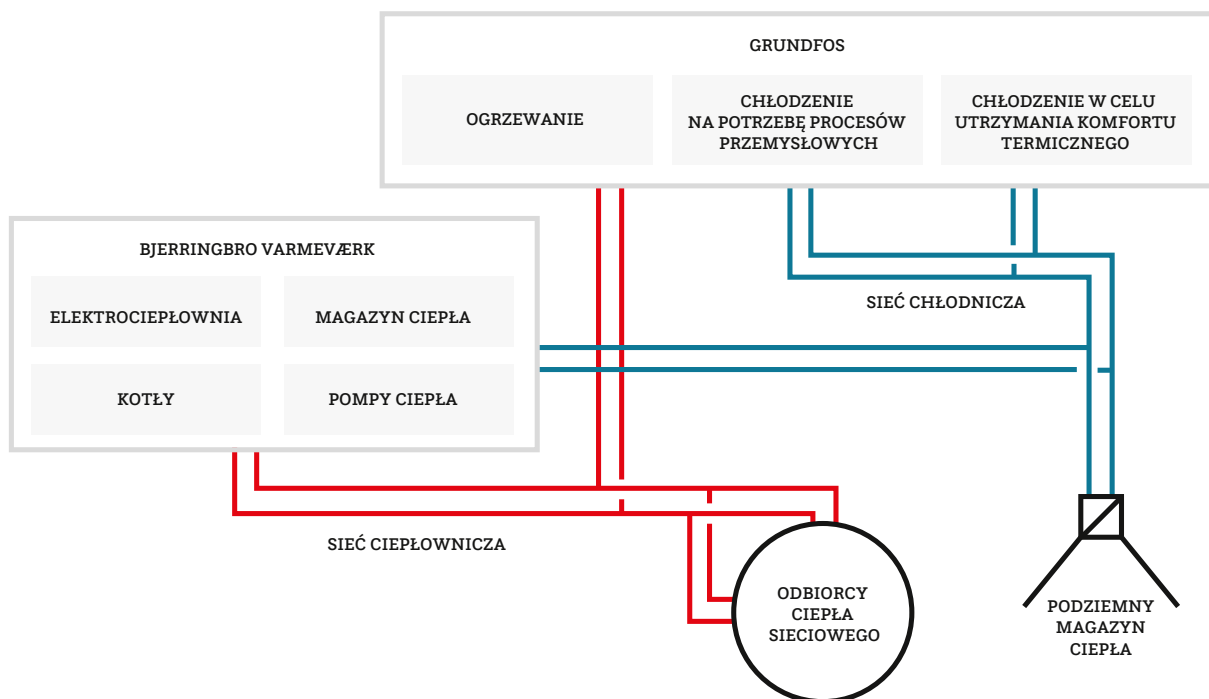
Źródło: opracowanie na podstawie danych Pera Kristensena z konferencji w Warszawie 17 stycznia 2018 roku

Pompy ciepła

Są one efektywnym sposobem wykorzystania energii odpadowej (energia cieplna z procesów przemysłowych, klimatyzacji itp.) do produkcji użytecznej energii cieplnej. Powietrzne pompy ciepła są dość popularnym rozwiązaniem, szczególnie przy małych mocach. Niestety ich wydajność zależy od temperatury otoczenia. W przypadku korzystania z pompy ciepła w zimie, spada współczynnik COP do poziomu równego 1, odpowiadającego sprawności kotła elektrycznego, co drastycznie podwyższa koszt produkcji. Dlatego poszukuje się innych źródeł ciepła o wyższym potencjale energetycznym. Może to być ciepło odpadowe z przemysłu, z oczyszczalni ścieków lub ciepło zmagazynowane wcześniej w sezonowych akumulatorach.

Przykładem wykorzystania ciepła odpadowego za pomocą pompy ciepła jest miasto Bjerringbro w Danii, gdzie pompy ciepła o mocy 2 MW wykorzystują ciepło odpadowe z zakładu produkcyjnego Grundfos i przekształcają je w ciepło, które może być wykorzystane w sieci ciepłowniczej. Dwustopniowy proces pozwala na uzyskanie wyższej temperatury – z ok. 38°C do 68°C. Latem nadwyżki ciepła odpadowego są magazynowane w akumulatorach solankowych by zimą zostać wykorzystane przez pompy ciepła.

Rys. 52. Układ pracy pompy ciepła w Bjerringbro Dania



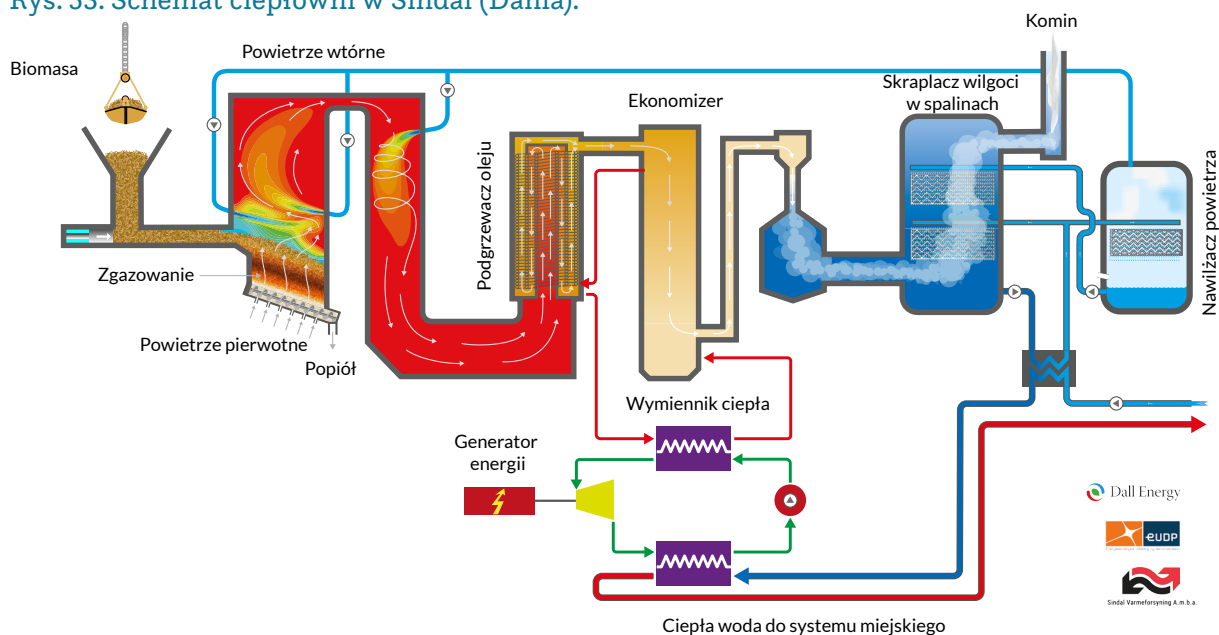
70

Źródło: opracowanie własne na podstawie COWI

Kogeneracja z biomasy

Kogeneracja z biomasy ma zastosowanie w systemach ciepłowniczych średniej i dużej mocy i ze względu na ekonomię skali. Jednostki biomasowe powinny charakteryzować się dużym czasem pracy w ciągu roku, ze względu na wysoki poziom CAPEX (najniższy dla kotłów na pelet, a najwyższy dla kotłów spalających słomę). Zarówno w Danii jak i w Niemczech obecne mechanizmy wsparcia zachęcają do budowy małych elektrociepłowni wykorzystujących lokalne zasoby biomasy. Ciekawym projektem jest jednostka ciepłownicza oddana do eksploatacji latem 2018 r. w mieście Sindal w Danii, charakteryzująca się dużą elastycznością pracy (realnie 15%-100% mocy) oraz dużą tolerancją na zmianę gatunków biomasy. Dobre parametry technologiczne uzyskano dzięki zastosowaniu technologii gazyfikacji dostarczającej energię cieplną jednostce kogeneracyjnej pracującej w układzie ORC (Organic Rankine Cycle). Decyzja o realizacji inwestycji wynikała z trzech przesłanek: większych podatków i rosnącej ceny gazu używanego do ogrzewania oraz dostępności taniej lokalnej biomasy odpadowej (słoma, odpady z ogrodnictwa, zrębki). Zabudowa skraplacza pary wodnej, unoszonej wraz ze spalinami, pozwala na zwiększenie mocy cieplnej kierowanej do sieci miejskiej. Oczekuje się, że nowa inwestycja obniży w przyszłości cenę ciepła dla gospodarstw domowych, która obecnie wynosi około 60 EUR/MWh (70 PLN/GJ). Warto zauważyć, że projekt w Sindal jest modelowym przykładem wykorzystania krajowej myśli inżynierskiej i potencjału lokalnych, niewielkich przedsiębiorstw wytwarzających urządzenia dla ciepłownictwa i energetyki.

Rys. 53. Schemat ciepłowni w Sindal (Dania).



Źródło: Jens Dall, Dall Energy

Podstawowe dane

- Moc cieplna: 5 MWt
- Moc elektryczna: 0,8 Mwt
- Sprawność ogólna: 90%
- Zmiana mocy (realna) 15% - 100%
- Temperatura wylotowa spalin: 40 st. C.
- Wilgotność paliwa: 20% - 60%
- Temperatura wody sieciowej: 40 st. C./80 st. C.
- CAPEX: 9 mln EUR
- Źródło do pracy całorocznej (istniejący silnik gazowy – praca szczytowa)

71

Produkcja energii z opadów komunalnych

Zakłady termicznej utylizacji odpadów komunalnych (ZTUOK) są bardzo popularnym źródłem energii cieplnej i elektrycznej. Dzięki wysokiemu poziomowi technicznemu oraz wysokiej jakości urządzeń ochrony środowiska zazwyczaj są akceptowane przez lokalne społeczności. W Danii i Niemczech powstało wiele tego typu zakładów w okresie, kiedy nie były tak silnie postawione przez UE wymagania dotyczące gospodarki odpadami i zakresu obowiązku odzysku i recyklingu wartościowych frakcji. Zgodnie z obecną polityką UE, w gospodarce odpadami nacisk należy położyć w pierwszej kolejności na minimalizację wolumenu odpadów, następnie na odzysk i powtórne użycie. Na przedostatnim etapie jest odzysk energii w zakładach termicznej

użytkacji, a na ostatnim - składowanie niewielkich ilości, których nie udało się wykorzystać w całym łańcuchu działań. W efekcie wdrażania w/w zasad w wielu krajach UE, w tym w Niemczech i Danii, odpady komunalne do ZTUOK stały się surowcem deficytowym poszukiwanym poza zasięgiem lokalnej społeczności, nawet na rynku europejskim (import odpadów np. z Szwecji do Niemiec czy Danii). Dlatego też przed podjęciem decyzji o budowie ZTUOK bardzo ważne jest precyzyjne zbilansowanie strumienia surowca z uwzględnieniem wpływu przyszłych polityk w tym zakresie.

Rys. 54. Kopenhaga – elektrociepłownia na odpady komunalne z torem narciarskim na dachu.

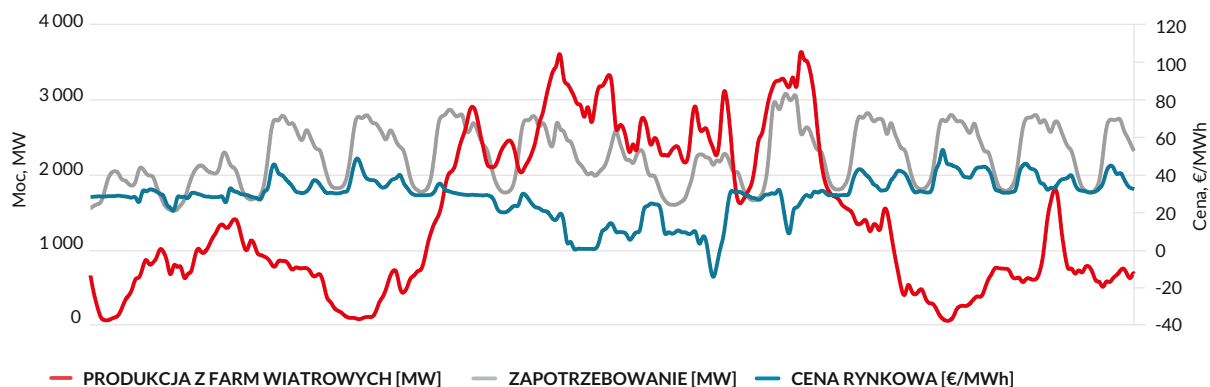


Źródło: Christoffer Regild

Integracja sektora ciepłownictwa z siecią elektroenergetyczną

Wzrost udziału zmiennych OZE (farm wiatrowych i fotowoltaiki) wymusza zmianę zasad funkcjonowania pozostałych uczestników rynku energii. Słowo klucz opisujące nowe zjawisko brzmi „elastyczność”. Oczekuje się elastycznego reagowania na chwilowe zmiany produkcji energii elektrycznej (wynikające z niestabilnej pracy zmiennych OZE) przez pozostałe elementy systemu energetycznego, tj. w pierwszej kolejności przez konwencjonalne jednostki ciepłownicze (elektrownie i elektrociepłownie) oraz w drugiej kolejności przez odbiorców energii. Dynamiczne zmiany hurtowych cen energii elektrycznej (rys. 55) powodują, że elektrociepłownie przestają być zakładami typu „must run” (pracującymi z wymuszeniem) lecz stają się aktywnymi uczestnikami rynku energii, oferującymi usługi bilansowania systemu.

Rys. 55. Cena rynkowa, produkcja energii elektrycznej z energii wiatrowej i zapotrzebowanie na energię elektryczną w zachodniej części Danii w okresie dwóch tygodni kwietnia 2017 r.

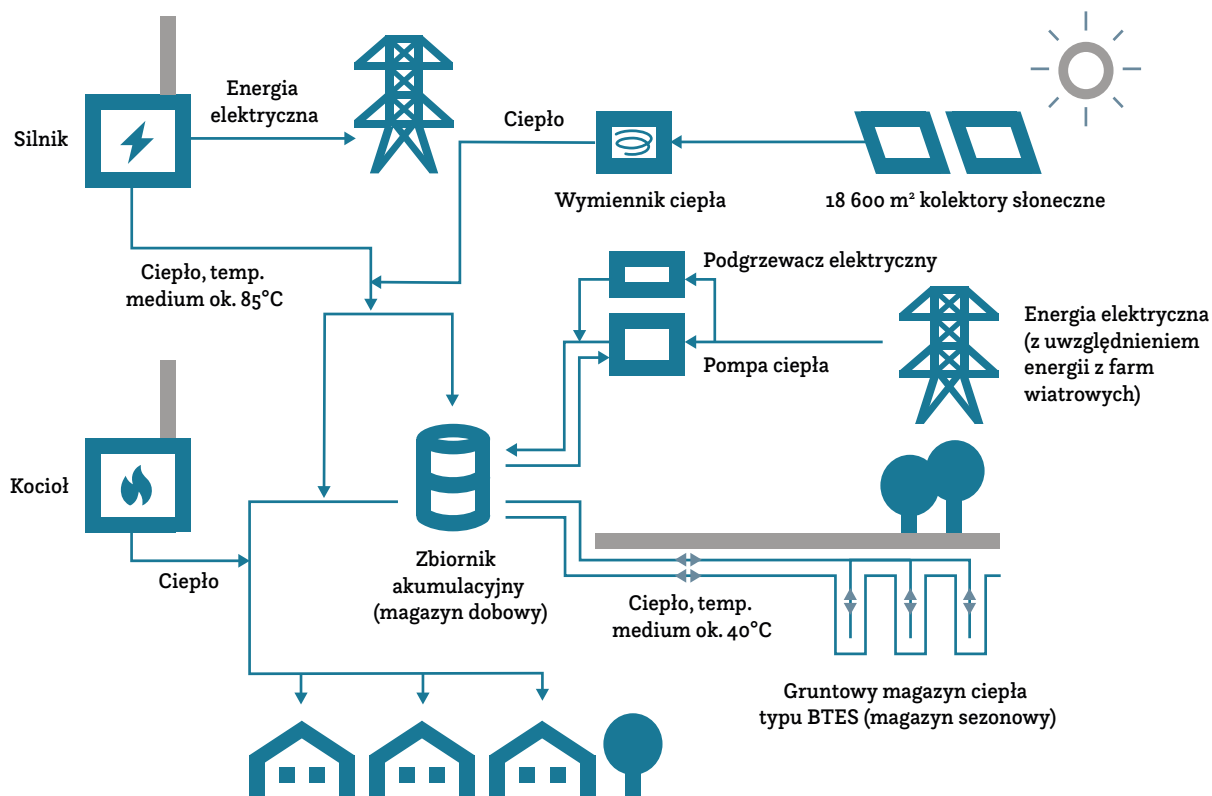


Źródło: Energinet

Nowa jakość rynkowa wymusiła doposażanie elektrociepłowni w nowe urządzenia wytwórcze, takie jak pompy ciepła czy kotły elektryczne lub rezerwowe kotły gazowe, wsparte dodatkowo akumulatorami ciepła. Rysunek 56 przedstawia schematycznie zestaw urządzeń wchodzących w skład elektrociepłowni aktywnie współpracującej z rynkiem energii elektrycznej.

73

Rys. 56. Schemat elektrociepłowni Braedstrup



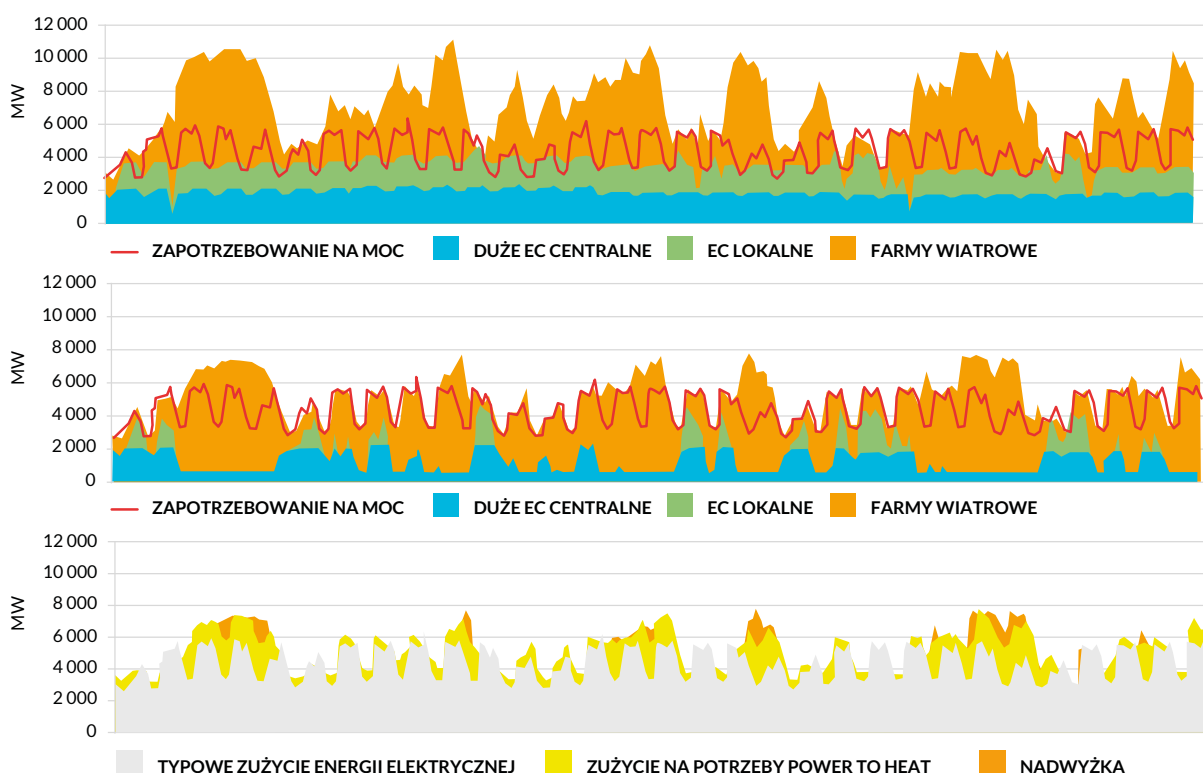
Źródło: Braedstrup

W przypadku niskich cen energii elektrycznej ciepło produkuje się w kotłach elektrycznych lub pompach ciepła. I na odwrót, gdy ceny są wysokie, uruchamiana jest jednostka kogeneracyjna. Solarne źródła ciepła stanowią dopełnienie mozaiki urządzeń wytwórczych. Akumulatory ciepła pełnią rolę bufora pozwalającego zbilansować podaż z popytem lokalnego rynku ciepła.

W chwili obecnej trwa proces dostosowywania podatków obciążających energię elektryczną, tak by zachęcić zarówno przedsiębiorstwa ciepłownicze (oraz indywidualne gospodarstwa domowe) do stosowania na większą skalę pomp ciepła i kotłów elektrycznych. Oczekuje się, że wraz ze zwiększeniem liczby urządzeń elektrycznych do produkcji ciepła oraz rozwojem technologii ICT, operator systemu przesyłowego przy wykorzystaniu agregatorów zarządzających rozproszonymi urządzeniami (Virtual Power Plant) będzie miał możliwość efektywniejszego bilansowania systemu elektroenergetycznego. Kolejne wykresy obrazują, jak systemy ciepłownicze i chłodnicze wyposażone w pompy ciepła, kotły elektryczne, akumulatory ciepła i elastyczne jednostki kogeneracyjne mogą bilansować system energetyczny.

Pierwszy z wykresów na rysunku 57 przedstawia bilans energii elektrycznej w sytuacji dużej produkcji farm wiatrowych i pracy elektrociepłowni w trybie wymuszenia przez lokalne rynki ciepła. Wykres drugi przedstawia elastyczną reakcję jednostek kogeneracji tj. obniżenie produkcji i czasowe wyłączenie. Ciepło produkowane jest w kotłach elektrycznych i pompach ciepła. Ostatni wykres to bilans podaży i popytu oraz bilans nadwyżek energii, które mogą być wykorzystane do produkcji ciepła lub na eksport.

Rys. 57. Symulacja bilansowania duńskiego systemu elektroenergetycznego przez sektor ciepłownictwa



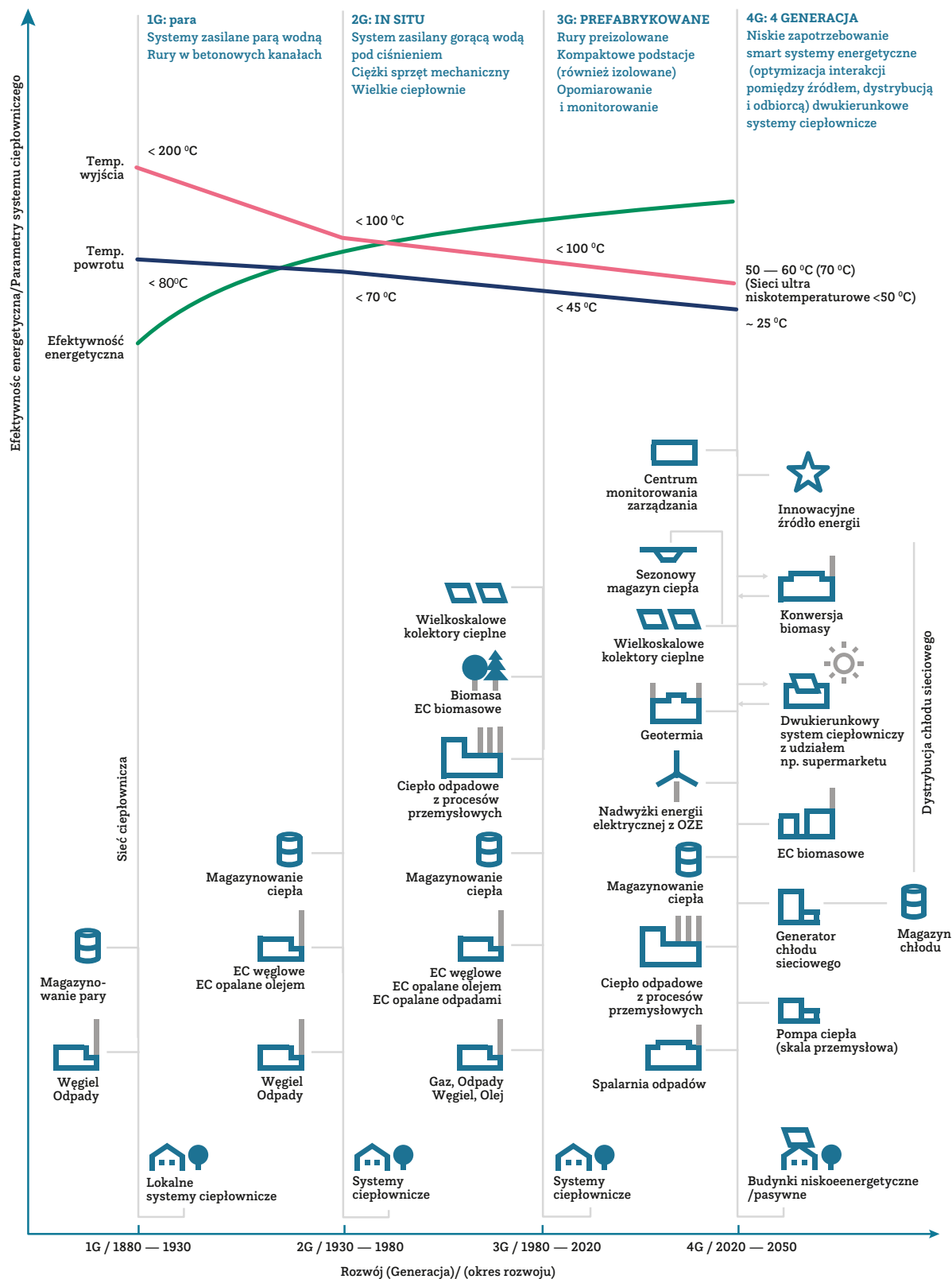
Źródło: Ramboll za www.pfbach.dk

Nadchodzi powoli czas, gdy przedsiębiorstwa ciepłownicze przestaną być jedynie dostawcami produktu pod postacią ciepła, a zaczną kształtować nowe modele biznesowe oparte na gwarancji komfortu cieplnego odbiorców i usługach okołoenerygetycznych.

Systemy ciepłownicze 4G

Rysunek 58 przedstawia etapy transformacji duńskiego ciepłownictwa. Jak widać, wraz z postępem technologicznym wzrasta sprawność systemów oraz obniżana jest temperatura wody sieciowej. Tak zwane sieci niskotemperaturowe 4G – czwartej generacji są szansą na zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w produkcji ciepła oraz niskoenergetycznej energii odpadowej (z przemysłu, serwerowni, oczyszczalni ścieków itp.). Obniżenie temperatury czynnika w systemie pozwala dodatkowo na ograniczenie strat energii, szczególnie w okresie letnim, ale jest to też poważne wyzwanie inżynierskie związane z dostosowaniem istniejących systemów ciepłowniczych, węzłów cieplnych oraz sposobu ogrzewania u odbiorców końcowych. Jest to proces długotrwały. Chcąc jednak przechodzić do bezemisyjnego ciepła pochodzącego ze źródeł odnawialnych należy sukcesywnie, w trakcie prac modernizacyjnych i rozwojowych, przygotowywać sieci ciepłownicze do pracy z coraz niższymi temperaturami czynnika roboczego. Należy też pamiętać, że w przyszłości budynki będą coraz mniej energochłonne, więc sieć niskotemperaturowa będzie dla nich właściwym rozwiązaniem. Przygotowując w Polsce (zgodnie z wymogami UE przedstawionymi w Pakiecie Zimowym) krajową strategię termomodernizacji budynków, warto równolegle przygotowywać strategię dla ciepłownictwa uwzględniającą rozwój sieci 4G.

Rysunek 58. Etapy transformacji duńskiego sektora ciepłowniczego



Planowanie rozwoju sieci

Zgromadzone dane na temat zużycia i rodzaju paliwa są bezcenne z punktu widzenia planowania energetycznego. W Danii takie informacje są gromadzone w centralnej bazie danych. Przedsiębiorstwa ciepłownicze mogą je wykorzystać w celu planowania rozbudowy i modernizacji sieci. Wraz z mapowaniem GIS, dane o potrzebach energetycznych stanowią nieocenione narzędzie, służące do oceny opłacalności przyłączenia konkretnych obszarów/budynków do sieci ciepłowniczych.

Załączona wizualizacja pokazuje odbiorców już podłączonych do sieci ciepłowniczej (na zielono) oraz budynki niekorzystające z sieci ciepłowniczej (na czerwono). Takie klarowne zobrazowanie sytuacji ułatwia przedsiębiorstwu ciepłowniczemu zidentyfikować obszary, na których warto się skupić podczas planowania nowych kampanii przyłączeniowych i inwestycji.

Rys. 59. Odbiorcy już podłączeni do sieci ciepłowniczej (kolor zielony) i odbiorcy niekorzystający z sieci ciepłowniczej (kolor czerwony)



Wykaz skrótów

OZE – odnawialne źródła energii
PKB – produkt krajowy brutto
EUR – euro, €
DG ENER – ang. Directorate-General for Energy
JWCD – jednostki wytwórcze centralnie dysponowane
PM – ang. particulate matter czyli pył zawieszony
IEA – ang. International Energy Agency czyli Międzynarodowa Agencja Energii
OSD – operator sieci dystrybucyjnej
TPA – ang. third party access
DEA – ang. Danish Energy Agency czyli Duńska Agencja Energii
KPD – krajowy plan działania
URE – Urząd Regulacji Energetyki
DGD – ang. Danish Gas Distribution
OSP – operator sieci przesyłowej
EC – elektrociepłownia
PC – pompa ciepła
UE – Unia Europejska
EU-28 – 28 państw członkowskich Unii Europejskiej
EJ – elektrownia jądrowa
NRD – Niemiecka Republika Demokratyczna
PDK – Plan Działań dla Klimatu
ICT – ang. Information and communication technologies czyli teleinformatyka
KPDEE – Krajowy Klan Działań dot. Efektywności Energetycznej
B&R – badania i rozwój
Ep – energia pierwotna
EnEV – niem. Die Energieeinsparverordnung CZYLI Rozporządzenie dot. Oszczędności Energii
AGD – artykuły gospodarstwa domowego
CfD – ang. Contract for Difference czyli kontrakt różnicowy
EEG – niem. Erneuerbare-Energien-Gesetz czyli Ustawa o Energiach Odnawialnych
FiT – ang. Feed-in-tariff czyli taryfa gwarantowana
DN – ang. Nominal diameter czyli średnica nominalna
ESCO – ang. Energy Saving Company
TTES – ang. Tank Thermal Energy Storage
PTES – ang. Pit Thermal Energy Storage
BTES – ang. Borehole Thermal Energy Storage
ATES – ang. Aquifer Thermal Energy Storage
COP – ang. Coefficient of Performance czyli współczynnik wydajności
ORC – ang. Organic Rankine Cycle czyli organiczny cykl Rankine’a
ZTUOK – zakład termicznej utylizacji odpadów komunalnych
GIS – ang. Geographic Information System

Literatura

Dania i Niemcy

1. Modern technologies and good practices related to the heat sector: International case studies.
Jakob Nymann Rud et al. – COWI 2018

Dania

2. Energy Policies in IEA Countries – Denmark 2017
International Energy Agency 2017
3. Energy Strategy 2050 – summary
The Danish Government 2011
4. A Snapshot of the Danish Energy Transition – study
Agora Energiewende and DTU Management Engineering 2015
5. District Energy – White Paper
State of Green 2016
6. District heating in Denmark
Bo Riisgaard Pedersen, Danish Energy Agency 2017
7. Możliwości współpracy energetyki wiatrowej i elektrociepłowni na rynku – wnioski i doświadczenia duńskie. Prezentacja dla Ministerstwa Gospodarki
Anders Dyrelund, Wiktor Kozłowski, Ramboll Polska 2015
8. Large scale energy storage
Peter Eijberg, Arcon Sunmark 2018
9. Energy poverty in Denmark. Joint European Master and Environmental Studies
Aalborg University Denmark 2018
10. Denmark's Energy and Climate Outlook
Danish Energy Agency 2017
11. District Heating in the Danish Energy Systems
Kasper Jessen, Green Energy 2015
12. Realization of investments in district heating companies with RES sources and heat storage.
Per Kristensen, Plan Energi 2018
13. District heating companies – innovation activities in Denmark
Lars Gullev, VEKS 2018

Niemcy

14. Energy Policies in IEA Countries – Germany
International Energy Agency 2013
15. Projected EEG Costs up to 2035
Agora Energiewende

16. Living conditions in Europe

Eurostat 2018

17. Climate Action Plan 2050 – Principles and goals of the German government's climate policy

Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Buildings and Nuclear Safety 2016

18. Energy Efficiency Strategy for Buildings

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy 2015

19. Making more out of energy – National Action Plan on Energy Efficiency

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy 2014

20. Green Paper on Energy Efficiency

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy 2016

21. Electricity 2030 Long term trends – task for the coming years

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy 2016

22. Renewable energy sources in figures

Federal Ministry for Economic Affairs and Energy 2016

23. German long term goals 2030 / 2050 and implementation strategies for heating sector

Frank Peter, Agora Energiewende 2018

Notatki

Notatki

European Climate Initiative (EUKI) jest instrumentem finansowania projektów przez Ministerstwo Środowiska, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Reaktorów Atomowych (BMU) Republiki Federalnej Niemiec. Wdrażanie instrumentu wspiera Niemieckie Towarzystwo Współpracy Międzynarodowej (GIZ). Nadrzędnym celem EUKI jest sprzyjanie współpracy wewnątrz Unii Europejskiej w zakresie klimatu i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych.

Opinie umieszczone w tej publikacji należą wyłącznie do autora i mogą nie odzwierciedlać stanowiska BMU i innych partnerów.

www.euki.de

Supported by:



Federal Ministry
for the Environment, Nature Conservation
and Nuclear Safety



European
Climate Initiative
EUKI

based on a decision of the German Bundestag

PARTNERZY PROJEKTU

Agora
Energiewende



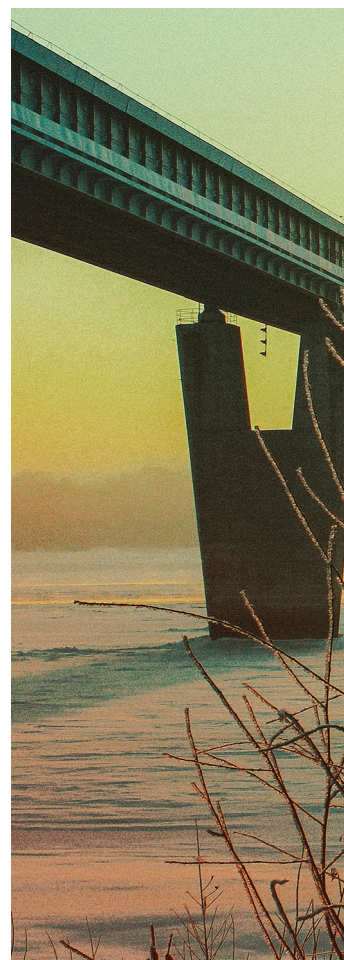
DBDH



Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie

Dobre praktyki ciepłownicze
z Danii i Niemiec

Wnioski dla Polski



FORUM ENERGII, ul. Chopina 5A/20, 00-559 Warszawa
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON:364867487

www.forum-energii.eu